



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
octubre-diciembre 2023**

Ciudad de México, 25 de enero de 2024



INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE-DICIEMBRE 2023

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.

De igual forma, se incluye el reporte anual que debe rendir el Delegado Fiduciario Especial respecto al cumplimiento de los “Lineamientos para evitar el conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, conforme al acuerdo del Comité Técnico del 8 de diciembre de 2014.

Finalmente, se informa al Comité Técnico del monto que el Fondo debe acumular conforme a los lineamientos contenidos en los “Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación del Fondo”, aprobados por el referido órgano colegiado en sesión del 27 de abril de 2018.



Contenido

1.	ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1.	Ingresos	4
a.	Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b.	Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (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
2.	ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	10
2.1.	Administración de la cartera de inversión	10
a.	Condiciones económicas	10
b.	Desempeño de la cartera de inversión	14
2.2	Administración de riesgos.....	16
a.	Cumplimiento de límites de riesgo	16
b.	Cumplimiento de los lineamientos de inversión	18
3.	ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS ...	19
3.1	Contratos de licencia con producción	21
3.2	Contratos de producción compartida con producción	24
4.	ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	27
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
d.	Calendario de Transferencias	29
e.	Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación	29
f.	Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco	29



1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 330 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 87,084 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 80% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 19.5% y los de exploración el 0.5%.

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	octubre-diciembre 2022	octubre-diciembre 2023	Δ% (2023 vs. 2022)
Derecho por la Utilidad Compartida	122,964	69,665	-43%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	27,793	16,976	-39%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	411	443	8%
Total	151,168	87,084	-42%

En el cuarto trimestre, destaca la caída en los ingresos por derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos respecto del mismo periodo del año anterior, lo cual se explica principalmente por el diferimiento de los derechos correspondientes a los meses de octubre y noviembre, conforme a la décima Resolución de Miscelánea Fiscal² de 2023. Los ingresos también se vieron afectados, aunque en menor medida, por precios del petróleo ligeramente más bajos en comparación al año anterior, ya que el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) fue de 74.4 dólares por barril en el cuarto trimestre de 2023, mientras que en el mismo periodo del año previo el promedio se ubicó en 74.7 dólares por barril.

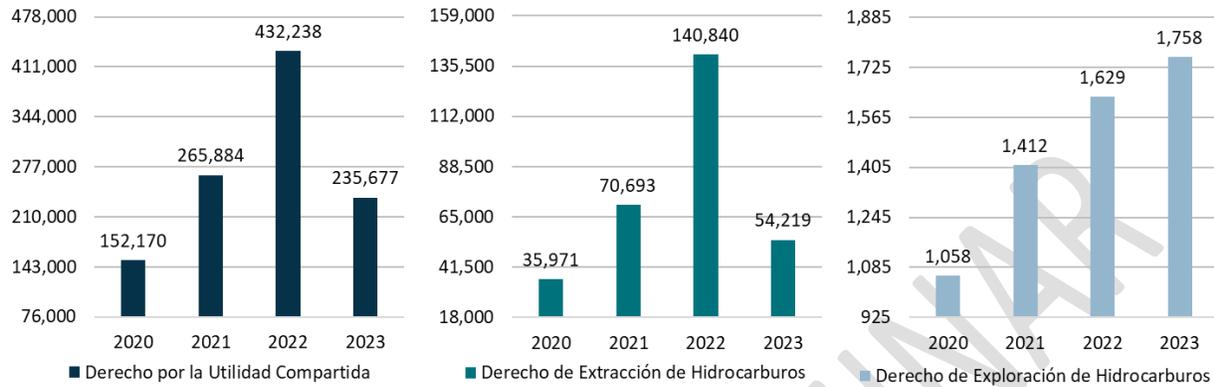
A continuación, se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a diciembre de los ejercicios 2020 a 2023 (Gráfica 1):

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

²Décima Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2023. Primera versión anticipada, publicada el 26 de diciembre de 2023 en la página de Internet del Servicio de Administración Tributaria (SAT).



Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
enero-diciembre
(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 Estado³: **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 hidrocarburos⁴ de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos ^{1/}
octubre-diciembre
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	566	
Regalía Adicional		10
Regalía Base		4
Penas convencionales		1
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{3/}		790
Total	566	805

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

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

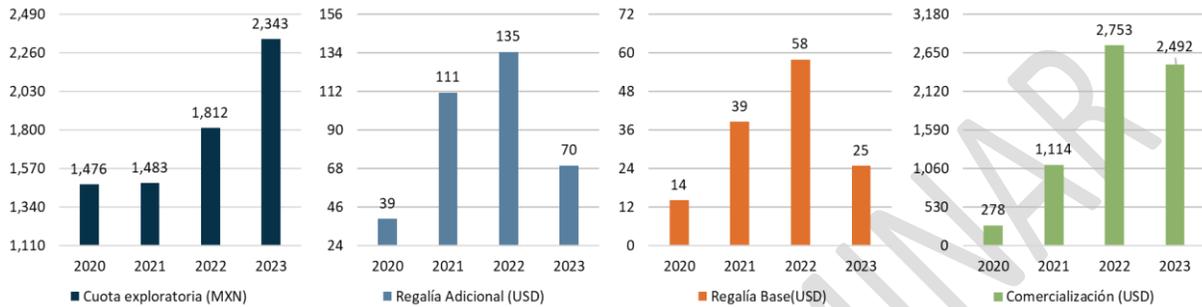
^{3/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 211,484 dólares.

³ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

⁴ 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 de 2020 a 2023:

Gráfica 2. Ingresos por contratos
enero – diciembre
(Millones)



En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, durante el periodo de enero a diciembre del 2023 la cuota exploratoria fue mayor a lo reportado en el mismo periodo de años previos. En contraste, los demás rubros presentaron una disminución respecto a lo recibido en el mismo periodo del año anterior, en línea con los menores niveles de precios del crudo observados con respecto a 2022.

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)⁵, conforme a lo siguiente:

⁵ Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 16, fracción II, de la Ley del Fondo, así como las cláusulas Sexta, fracción III y Décima, fracción II, del Contrato Constitutivo del Fideicomiso.



Tabla 3. Transferencias ordinarias ^{1/}
octubre-diciembre
(Millones de pesos)

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	968
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética^{2/}	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	7
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	100,704
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	57
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	100,647
Total	101,679

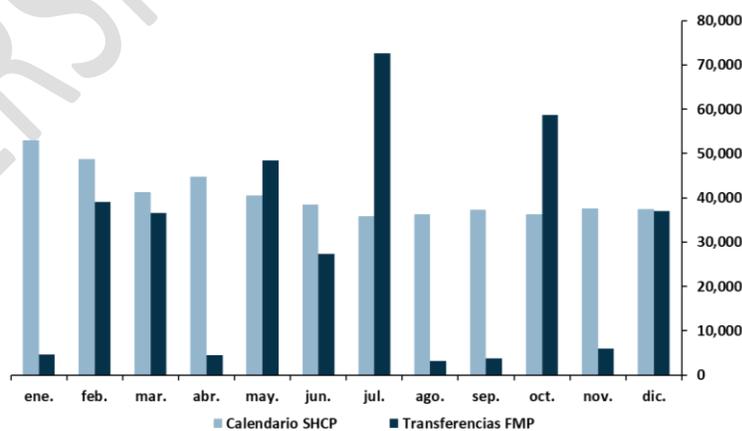
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el cuarto trimestre ascendieron a 101,679 millones de pesos, acumulando en 2023 un total de 341,863 millones de pesos, equivalentes al 1.1% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2023. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2023 estimó para este ejercicio fiscal, transferencias por 487,742.6 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.6% del PIB.

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

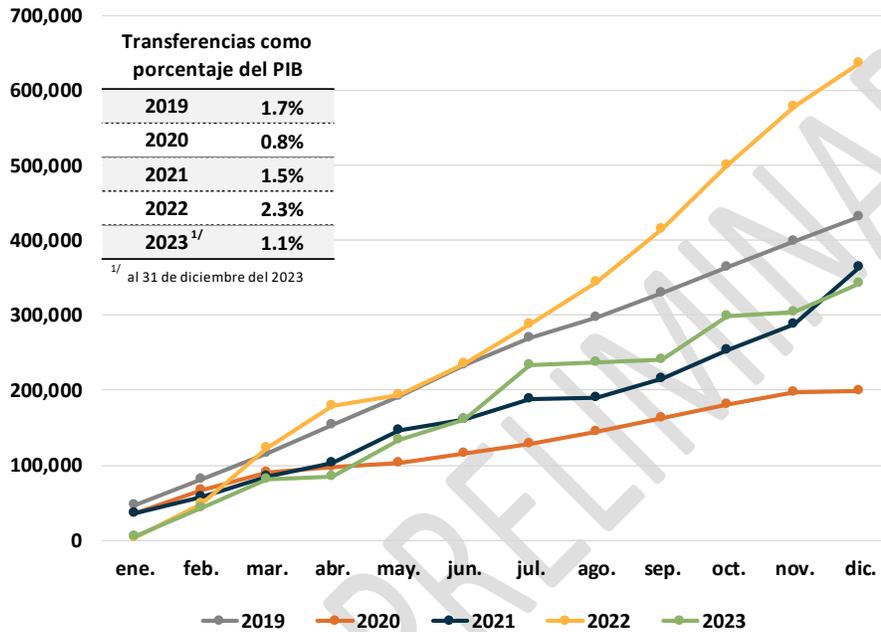
Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP
(Millones de pesos)





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 2019 a 2023 (Gráfica 4):

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año⁶
(Millones de pesos)



⁶ 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 cuarto trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 7 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 las respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 10 títulos de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex dos constancias de inscripción.

Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra por los contratos y asignaciones siguientes:

Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de diciembre de 2023

Ronda	Contratos en Exploración ^{1/}		Contratos en Producción ^{2/}		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
Total	25	38	9	36	108

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

^{2/} Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

Tabla 5. Asignaciones inscritas al 31 de diciembre de 2023^{1/}

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	272
Asignación de exploración y extracción	96
Asignación de resguardo	44
Total	412

^{1/} Fuente: Fondo con datos de SENER a diciembre de 2023.

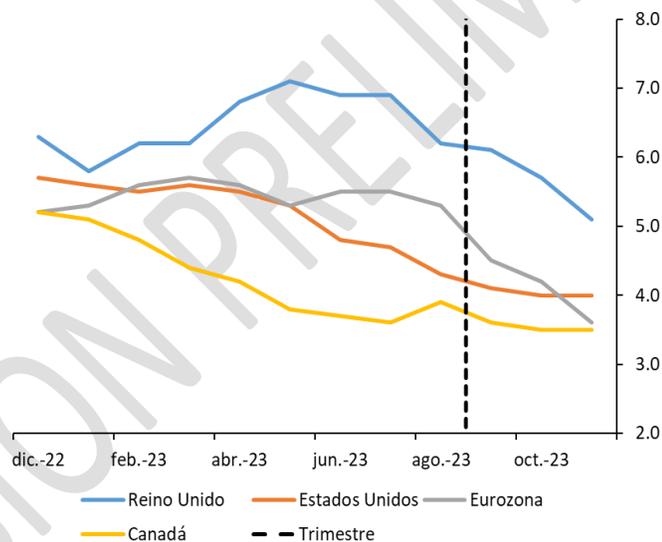
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el periodo, los mercados financieros internacionales presentaron movimientos positivos, consistentes con un sentimiento de apetito por riesgo y optimismo por las perspectivas de normalización en las políticas monetarias de diversos bancos centrales. Además, en muchos países continuó avanzando el proceso desinflacionario que comenzó desde inicios del 2022. De hecho, la inflación subyacente de algunas de las principales economías tuvo una trayectoria descendente a lo largo del trimestre, incluso en la Eurozona y el Reino Unido, donde había mostrado una mayor resiliencia (Gráfica 5).

Gráfica 5. Inflación Subyacente para algunas de las principales economías
(Porcentaje, cambio porcentual año a año)



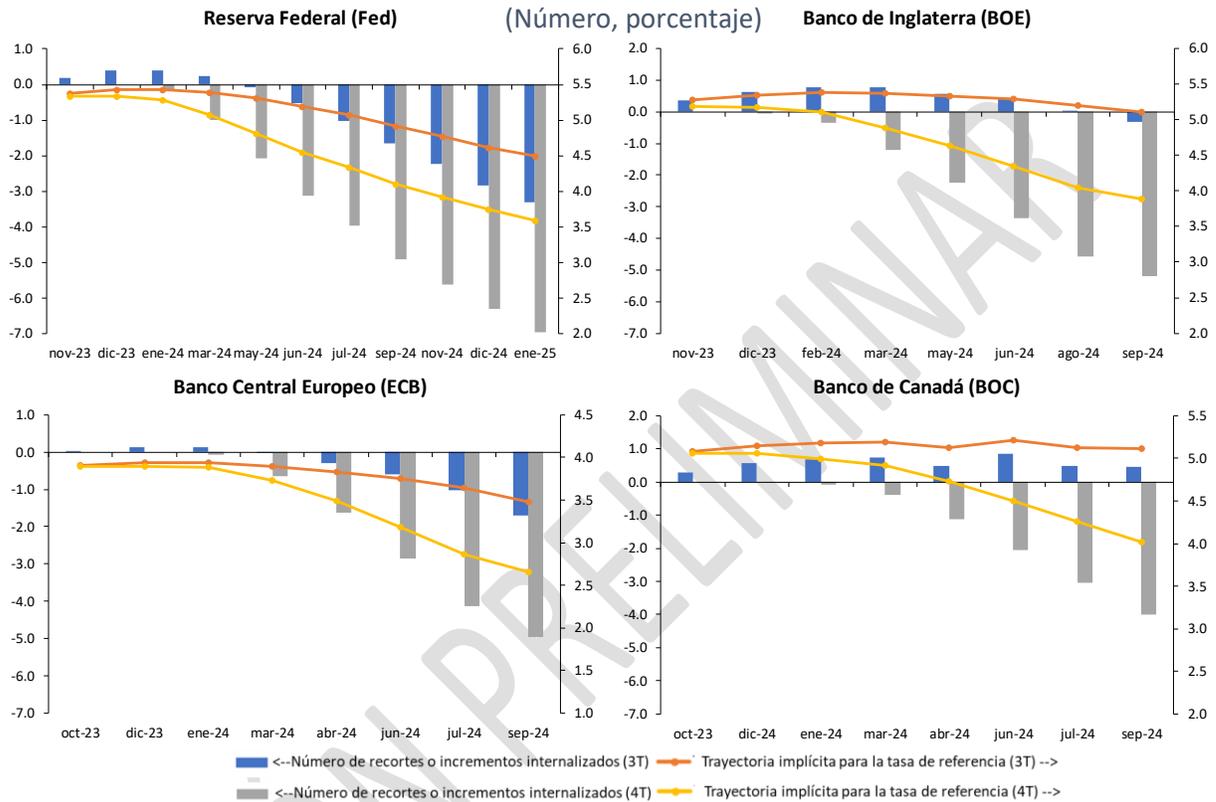
Fuente: Bloomberg

En Estados Unidos la inflación subyacente pasó de una lectura de 4.7% anual a finales del tercer trimestre (correspondiente a agosto) a una de 4.0% para el cierre del cuarto trimestre (correspondiente a noviembre). De manera similar, Canadá pasó de una inflación subyacente de 3.9% a 3.5% en el mismo período. La desinflación fue aún más significativa en las economías europeas, con la cifra del Reino Unido pasando de 6.2% a 5.1% y la de la Eurozona terminando el año en 3.6% desde el 5.3% del trimestre previo.

Ante esto, diversos bancos centrales decidieron no incrementar su tasa de referencia durante el trimestre, además de modificar la retórica de sus comunicaciones, lo que provocó que el mercado cambiara sus expectativas sobre las trayectorias para las tasas de referencia de dichas instituciones. La gráfica 6 muestra el cambio de expectativas de los participantes del mercado, quienes previamente suponían que los bancos centrales podrían incrementar sus tasas y ahora anticipan que los próximos

movimientos serán recortes, con lo que la trayectoria implícita para las tasas de referencia disminuyó a lo largo del horizonte de pronóstico.

Gráfica 6. Número de recortes o incrementos internalizados por el mercado y trayectoria implícita para la tasa de referencia



Fuente: Bloomberg.

La gráfica muestra el número de recortes o incrementos de 25 pb internalizados por el mercado de futuros o swaps de tasa de interés de referencia, y dado dicho número, asigna una trayectoria implícita para esta. Cuando una de las barras alcanza un nivel de 1, indica que el mercado ha internalizado un incremento de 25 pb con 100% de probabilidad; mientras que, si el nivel de la barra fuera de -1, el mercado habría internalizado un recorte de 25 pb con 100% de probabilidad.

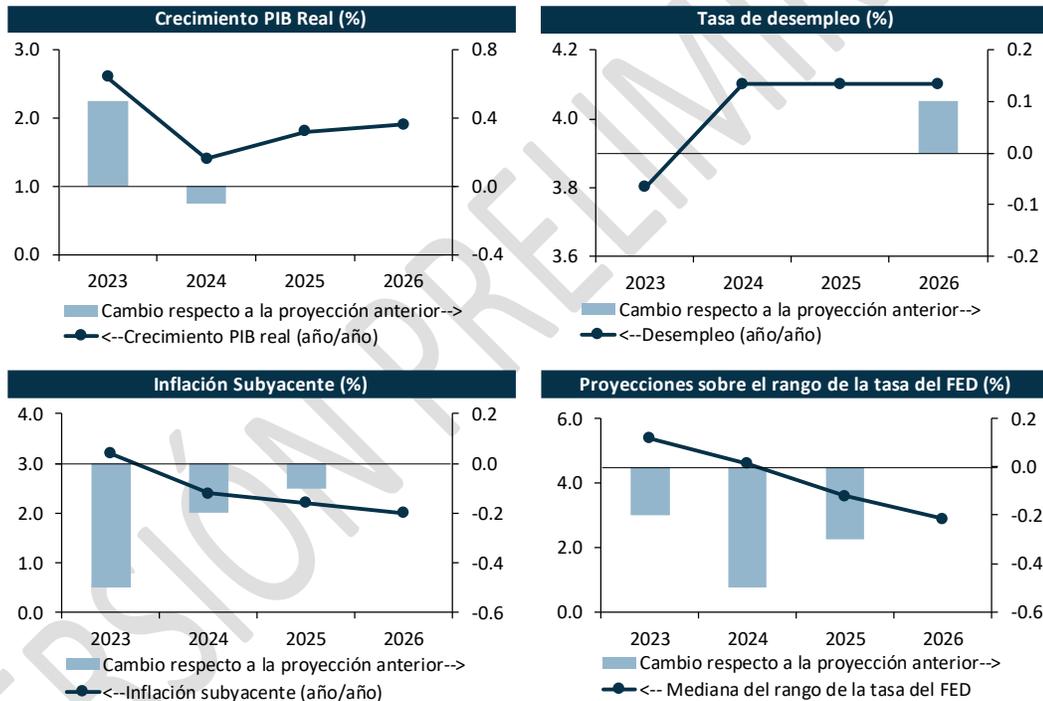
Así, el Banco de Inglaterra (BoE) decidió mantener su tasa de referencia sin cambios durante el trimestre, en un contexto desinflacionario y donde la actividad económica británica mostraba señales de debilidad. En la Eurozona, el banco central decidió no incrementar su tasa de referencia, después de que en la reunión de septiembre y de acuerdo con su guía prospectiva, sugirieran que dicho aumento sería el último.



En Canadá, la trayectoria para la tasa de referencia era mucho más elevada a finales del tercer trimestre, después de que la cifra de inflación de agosto sorprendiera al alza a los participantes del mercado. A pesar de esto, con las publicaciones subsiguientes de inflación, que volvieron a mostrar una trayectoria descendente, el Banco de Canadá (BoC) decidió mantener su tasa de referencia sin cambios a lo largo del trimestre, aunque los funcionarios han mencionado que procederán con cautela.

Finalmente, en los Estados Unidos la trayectoria de la inflación se mantuvo a la baja a lo largo del año y la actividad económica mostró relativa debilidad comparada con la fortaleza del tercer trimestre. Con lo anterior, la Reserva Federal decidió mantener su tasa sin cambios en las dos reuniones del período. Incluso en su reunión de diciembre tuvieron un cambio importante en su retórica, con sus proyecciones económicas mostrando una menor tasa de referencia para el 2024 (Gráfica 7).

Gráfica 7. Comparación de las proyecciones económicas de la Reserva Federal de septiembre y diciembre
(Porcentaje)

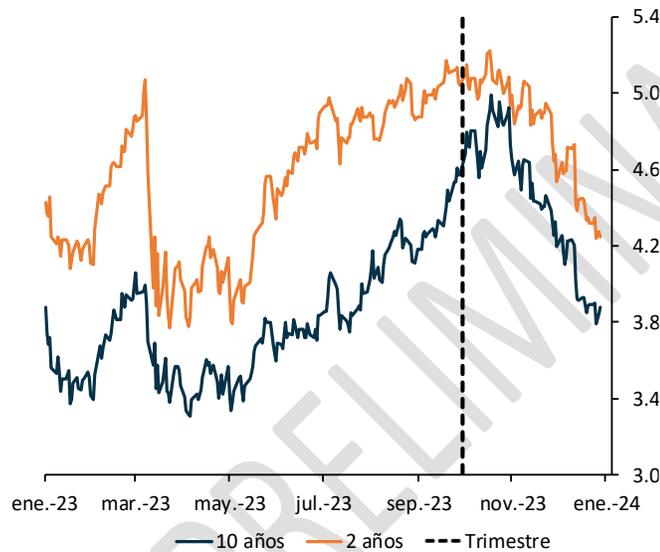


Fuente: Bloomberg

En su última reunión política monetaria, la Reserva Federal mantuvo la tasa de fondos federales en un rango entre 5.25% y 5.50% y realizó actualizaciones importantes a las proyecciones macroeconómicas. Se hicieron revisiones a los pronósticos de crecimiento del PIB al alza para el 2023 ubicándolo en 2.6%, por su parte, anticipan una inflación general de 2.8% para este año y no esperan que alcance el 2.0% sino hasta 2026. En línea, el estimado de la inflación subyacente ahora es de 3.2% para 2023.

Finalmente, la gráfica del “dot-plot” mostró una mediana de 4.625% en los pronósticos para la tasa de referencia en 2024, esto es 50 puntos base (pb) por debajo del 5.125% previo. Esto implicó que la curva de deuda soberana de EE.UU. cerrara el trimestre con disminuciones importantes de hasta 79 pb en la referencia de dos años y de -69 pb en la de diez años (Gráfica 8).

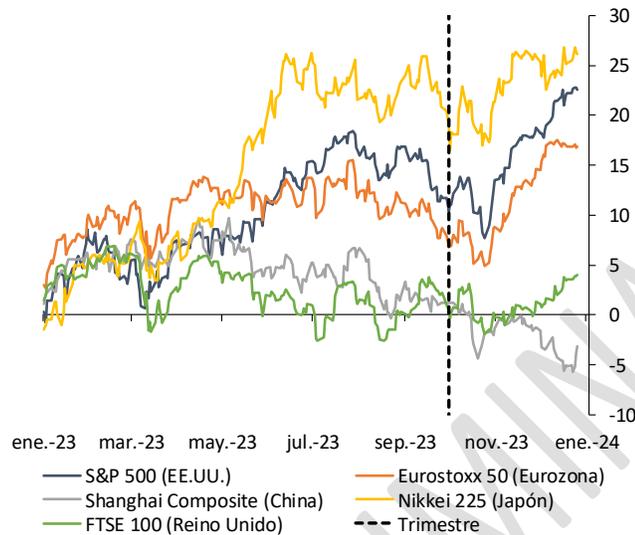
Gráfica 8. Rendimiento de deuda soberana en EE.UU.
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Por su parte, los principales índices accionarios se fortalecieron de manera importante, con aumentos de doble dígito en EE.UU., la Eurozona y Japón. La excepción fue China, donde sorprendió el comportamiento del Shanghai Composite con un retroceso de 4.36% en el trimestre, lo que reflejó la continua preocupación en torno al crecimiento económico de la región (Gráfica 9). En particular, los indicadores adelantados del sector manufacturero en el país asiático continuaron en terreno de contracción, además de que la inflación de octubre sorprendió con deflación y, en general, las cifras se han mantenido con un sesgo más débil.

Gráfica 9. Rendimiento acumulado para índices accionarios seleccionadas
(Porcentaje)

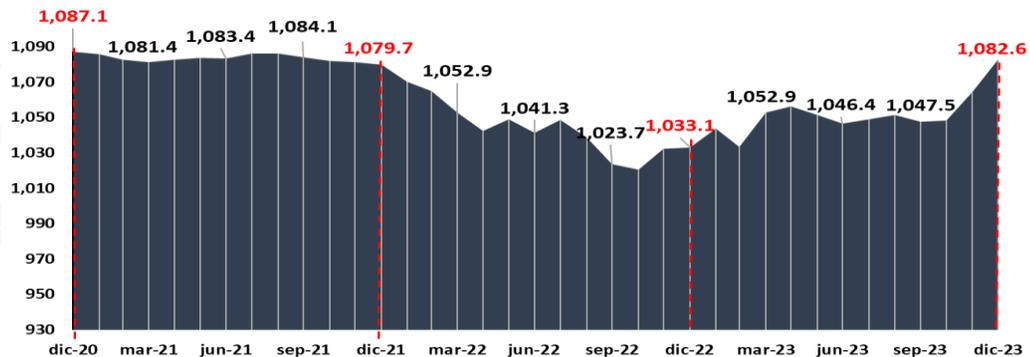


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 3.3%, dieciséis pb por encima del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,082.6 millones de dólares. Cabe mencionar que en este periodo el rendimiento registrado en la cartera de inversión superó al de la cartera parámetro⁷, impulsado por el decremento en las tasas de interés de los últimos meses en la notas del Tesoro americano.

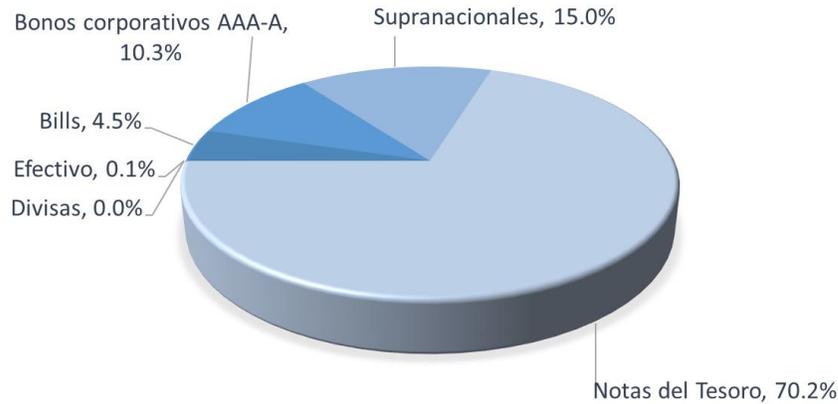
Gráfica 10. Valor de la reserva del Fondo
(Millones de dólares)



⁷ La cartera parámetro fue aprobada por el Comité Técnico en la sesión de julio de 2018.

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.

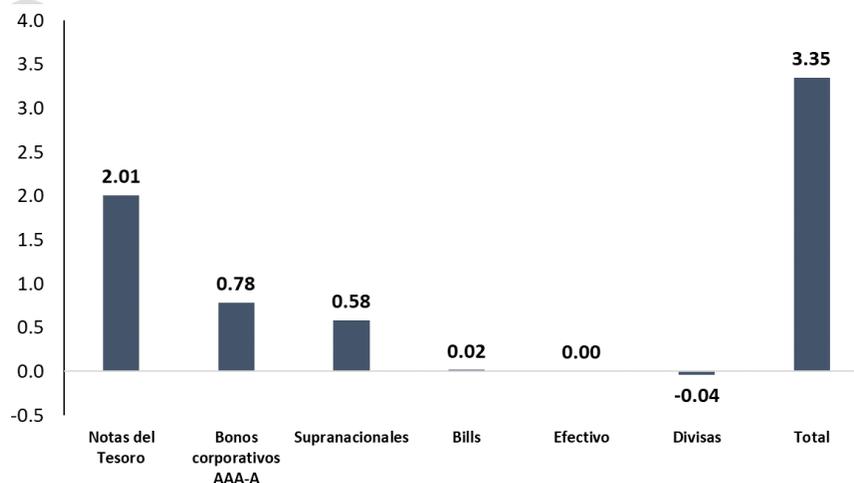
Gráfica 11. Composición de la cartera de inversión al cierre de diciembre 2023



Rendimiento a vencimiento (%)	4.4
Duración modificada (%)	2.6

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño positivo de las notas del Tesoro estadounidense, sector que sumó 201 pb al rendimiento total. En un ambiente de baja de tasas de corto y largo plazo, el sector corporativo y los bonos supranacionales también tuvieron un desempeño positivo agregando 78 y 58 pb respectivamente. La cartera de inversión mantuvo una exposición en divisas mediante posiciones largas en el dólar australiano y cortas en la libra esterlina durante el trimestre, las cuales restaron 4 pb al rendimiento total.

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





La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras. Se puede observar que el efecto⁸ por divisas contribuyó de manera negativa con 4 pb en el total como se mencionó anteriormente. Además, se observa un efecto positivo como resultado de la asignación de activos derivado de las posiciones tomadas en el sector de las notas a rendimiento de 1 a 3 años, así como de 10 años y que se dejó de invertir en el sector de notas a descuento. Por otra parte, el efecto de selección de instrumentos sumó 1 pb, particularmente, en el sector de los bonos supranacionales.

Tabla 6. Diferencia en rendimientos: Cartera Inversión vs Cartera Parámetro
(Puntos base)

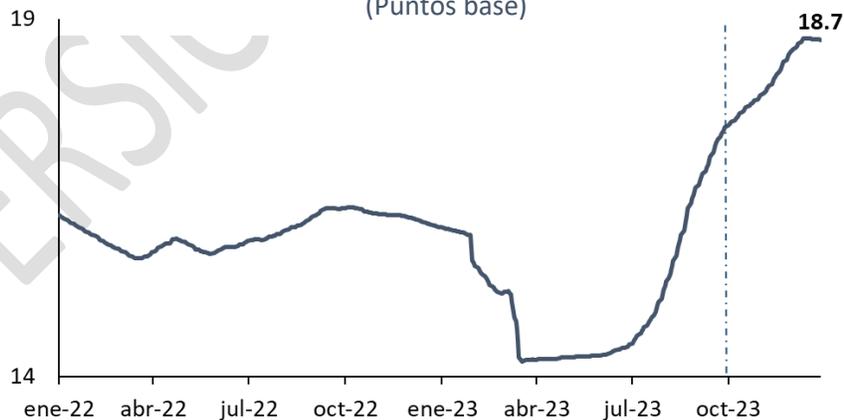
	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución
TOTAL	18	1	1	-5	16
Notas a descuento y Efectivo	12	0	0	0	12
Bonos corporativos	-2	0	0	0	-2
Notas a rendimiento (1-3 años)	-3	0	0	0	-3
Supranacionales	1	1	-1	0	1
Divisas	0	0	1	-5	-4
Notas a rendimiento (10 años)	10	0	1	0	11

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁹ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 18.7 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

Gráfica 13. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)



⁸Los efectos de atribución por efecto 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.

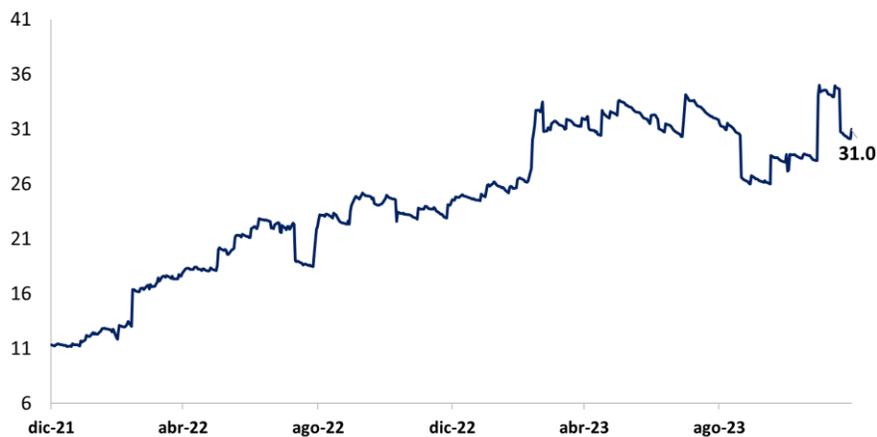
⁹ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son pb.



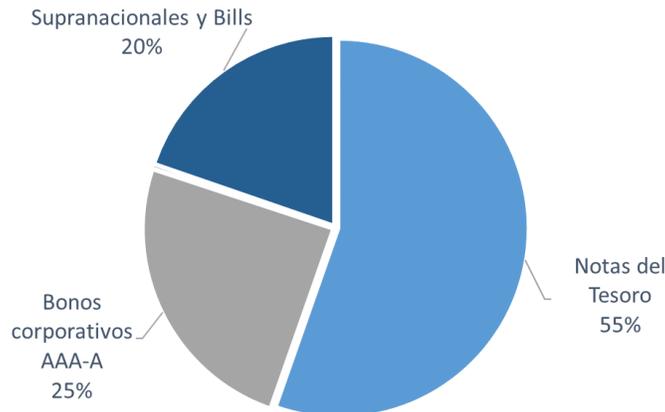
Por otra parte, el Valor de Riesgo¹⁰ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 31.0 pb (Gráfica 14) contra 26.7 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 3.3 millones de dólares en un día. Las notas del Tesoro de EE.UU. fueron los activos con la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 55%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 25%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 20% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 15). Se puede observar un incremento marginal del VaR durante el cuarto trimestre del año en curso reflejando un sentimiento todavía mixto sobre los mercados ante las decisiones de política monetaria.

Gráfica 14. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión

(Puntos base)



Gráfica 15. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



¹⁰ 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%).

**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 diciembre

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
15%	76%	9%	0%	0%

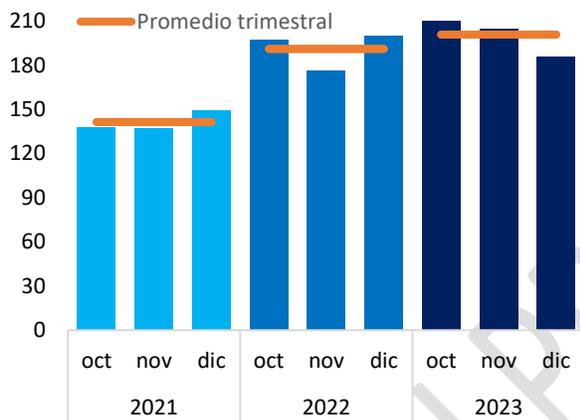
VERSIÓN PRELIMINARIA

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

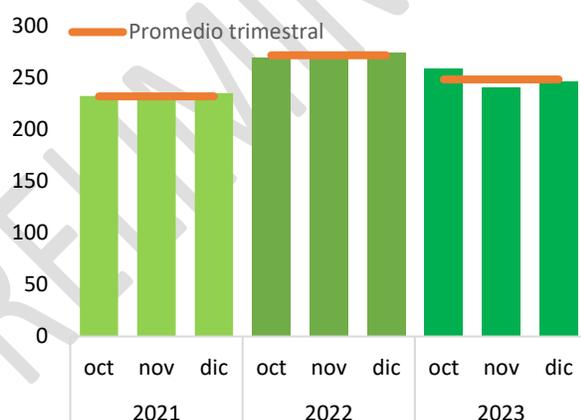
Durante el cuarto trimestre del 2023, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre octubre y diciembre, la producción de petróleo promedió 201 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa un incremento de 5% contra el mismo trimestre de 2022. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 9% con un promedio de 248 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos¹ octubre-diciembre

Gráfica 16. Petróleo
(Cifras en miles de barriles diarios)



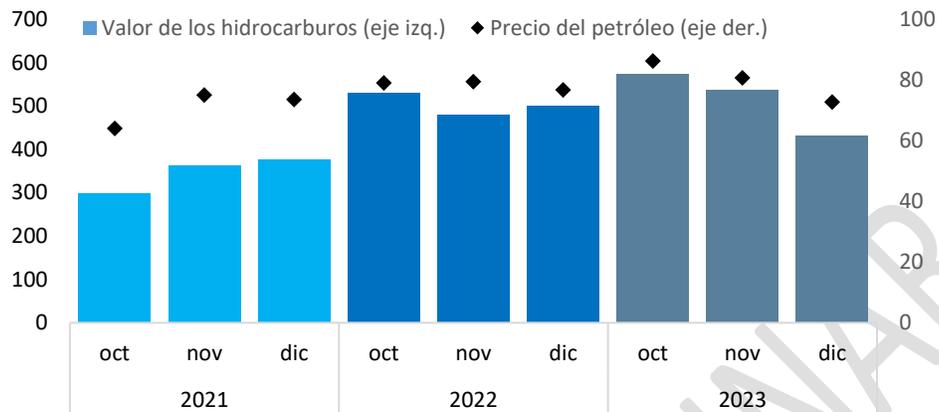
Gráfica 17. Gas natural
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 1,544 millones de dólares, monto 2% mayor respecto del mismo trimestre del 2022.

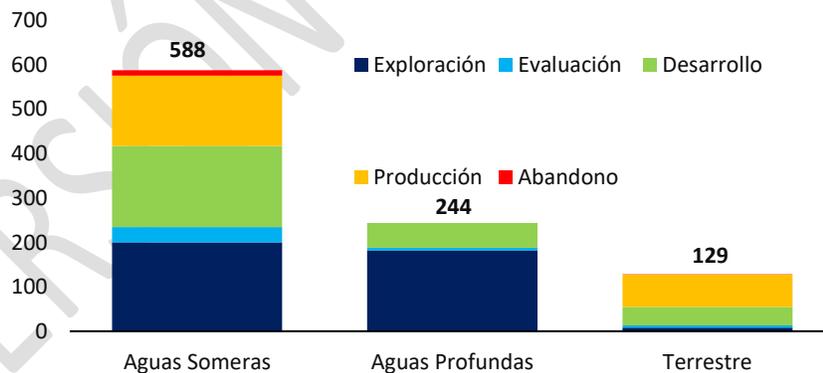
Gráfica 18. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ^{1 2}
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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 960 millones de dólares, de las cuales 588 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 244 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

Gráfica 19. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
octubre-diciembre
(Cifras en millones de dólares)



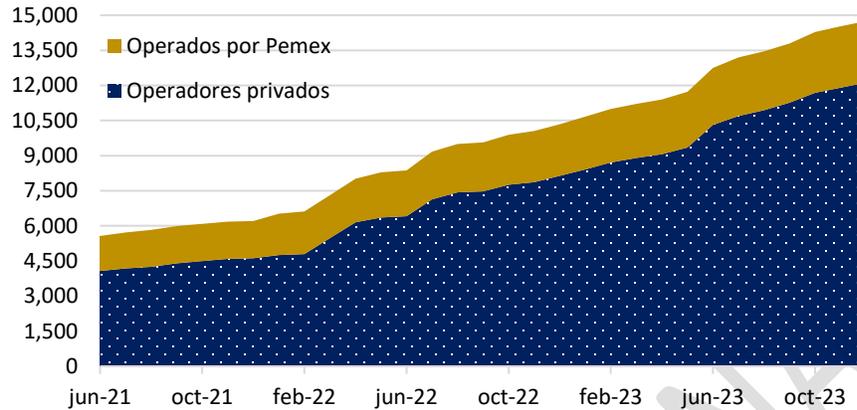
1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, el Fondo realizó las acciones necesarias para que las empresas operadoras llevaran a cabo el registro de inversiones que no pudieron ser reportadas en su momento en el periodo que les correspondía. En particular, se habilitaron 77 ventanas para que las empresas actualizaran los reportes de inversiones correspondientes.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al cierre de 2023 ascienden a 14,748 millones de dólares.



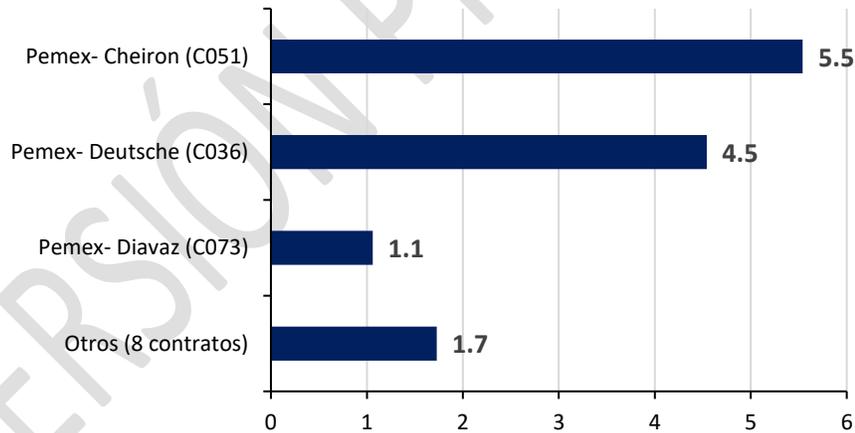
Gráfica 20. Inversión acumulada por tipo de operador (Millones de dólares)



3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 27 de los 74 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 11 extrajeron petróleo, 24 gas natural y 22 condensados. La producción promedio fue de 13 mbd de petróleo y 63 mmpcd de gas natural.

Gráfica 21. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista ^{1 2 3} octubre-diciembre (Cifras en miles de barriles diarios)



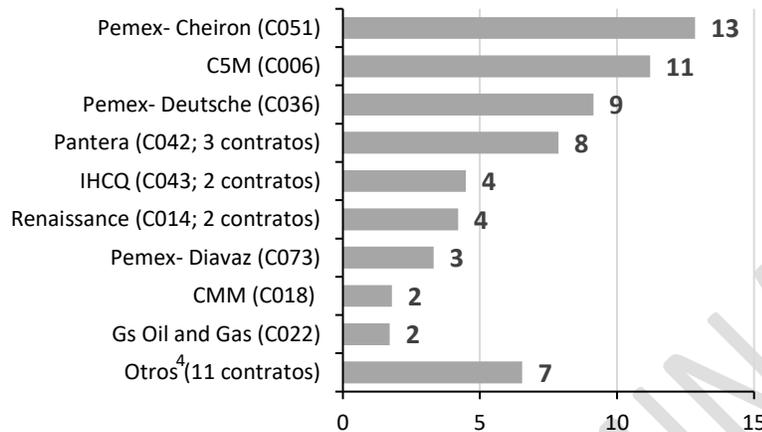
1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Diavaz (C013), Renaissance (C014) para dos contratos, Jaguar (C045) para tres contratos y Bloque VC 01 (C052).



Gráfica 22. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista ^{1, 2, 3, 4}
octubre-diciembre
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



- Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
- Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Perseus (C012), Strata (C015 y C023) para tres contratos, Grupo Mareógrafo (C017), Dunas (C019), Newpek (C044), Jaguar (C045) dos contratos y Bloque VC 01 (C052).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 113 millones de dólares, de los cuales 31 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías¹¹. El 71% 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 licitaciones¹².

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1 2 3}
octubre-diciembre
(Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
oct-23	36,486,650	3,075,252	6,510,350	9,585,602
nov-23	40,382,656	3,341,144	8,022,108	11,363,251
dic-23	35,996,934	2,680,257	7,734,339	10,414,596
Total	112,866,241	9,096,652	22,266,797	31,363,449

- Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
- 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.

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

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

En el trimestre, la regalía base capturó las condiciones favorables del mercado de hidrocarburos a partir de los mayores precios observados, con lo cual en este periodo se detonaron 57 tasas progresivas, de las cuales 33 corresponden a petróleo, 20 a gas natural y 4 a condensados. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 9.17% para petróleo, 3.10% para el gas natural asociado, 0.08% para el gas no asociado y 5% para los condensados.

Tabla 9. Regalía Base
octubre-diciembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima ^{1/}	Tasa máxima ^{1/}	Tasa calculada ^{2/}	Regalía base ^{3/}	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	9.97%	9.17%	8,634,475	94.92%
Gas natural asociado	NA	8.09%	3.10%	280,966	3.09%
Gas natural no asociado	0.00%	7.44%	0.08%	5,004	0.06%
Condensados	5.00%	5.06%	5.00%	176,207	1.94%
Total				9,096,652	100%

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 Adicional¹
octubre-diciembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{2/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	91,310,660	11,870,386	53.3%
Ronda 1.3	56%	12,600,380	7,016,826	31.5%
Ronda 2.2	25%	1,633,205	413,613	1.9%
Ronda 2.3	41%	7,321,996	2,965,972	13.3%
Total		112,866,241	22,266,797	100%

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 9 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que cumplieron con sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 69 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.

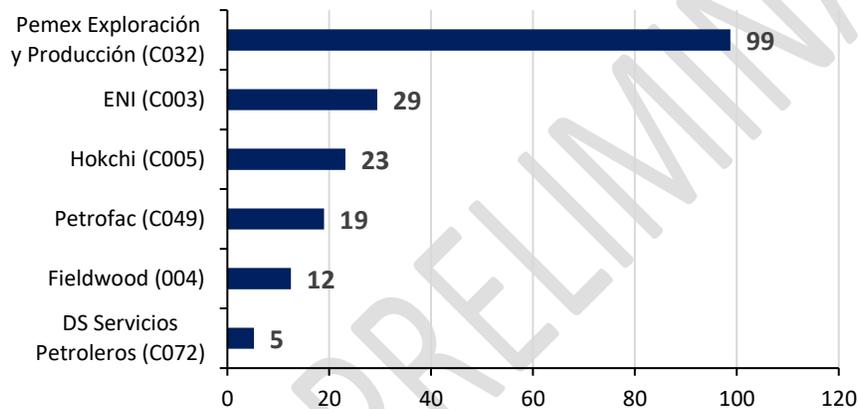
Este trimestre se implementaron 4 procesos de ajustes a contraprestaciones previamente calculadas por el Fondo, afectando un total de 5 contratos. La situación se originó por la actualización extemporánea por parte de la CNH de la extensión del área contractual sujeta al pago de la cuota exploratoria; a las labores de verificación de la SHCP y a revisiones a la medición de los hidrocarburos también efectuadas por la CNH.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

Durante el trimestre, 7 de los 34 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo, 5 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó gas natural no asociado y el contrato restante extrajo únicamente petróleo.

Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 188 mbd de petróleo y 185 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue la principal fuente de crudo aportando el 53% del total.

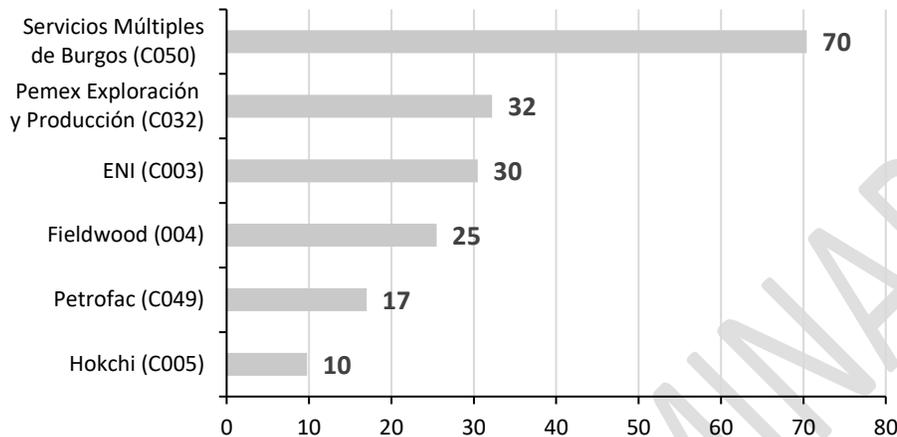
Gráfica 23. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2}
 octubre-diciembre
 (Cifras en miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
 2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.



Gráfica 24. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3}
 octubre-diciembre
 (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 septiembre, octubre y noviembre, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Las contraprestaciones de los contratos de producción compartida se pagan en especie, con algunas excepciones para aquellos casos de hidrocarburos extraídos durante pruebas. Dichos contratos consideran dos contraprestaciones asociadas a la extracción a favor del Estado, la regalía base y una participación sobre la utilidad operativa del proyecto. 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 1,431 millones de dólares.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida^{1 2}
 octubre-diciembre
 (Cifras en dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
oct-23	538,622,961	517,559,026	20,228,105	835,831
nov-23	495,772,800	478,306,688	16,056,188	1,409,924
dic-23	396,818,345	376,390,438	19,366,875	1,061,032
Total	1,431,214,106	1,372,256,152	55,651,168	3,306,787

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 20 certificados que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones. 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^{1 2}
octubre-diciembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(Miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	9,807	6,227	78
Pemex	2,955	4,043	44
Operadores privados	4,340	7,100	63
Total	17,103	17,370	185

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 173 periodos correspondientes a 8 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado de modificaciones a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por parte de la SHCP, la CNH o los contratistas (previa autorización de la SHCP), así como por la incorporación de nueva información de costos asociados a presupuestos 2021, 2022 y 2023.

Conforme a las reglas establecidas en los contratos de producción compartida, los contratistas tienen la obligación de entregar a la empresa comercializadora de los hidrocarburos del Estado, los hidrocarburos de la Nación para su comercialización. En este contexto, el Fondo recibió un total de 789.6 millones de dólares de P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. (P.M.I.), provenientes de la venta de dichos hidrocarburos. De acuerdo con lo reportado por P.M.I., se cubrieron al comercializador 29.3 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios de comercialización.

Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado¹
octubre-diciembre
(Millones de dólares)

Comercializador	Ingresos por comercialización ²	Comisiones cubiertas ³ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁴	789.6	29.3

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 211 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 2,297 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹³.

¹³ 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 18,352,007 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados al Banco de México^{1/}
octubre-diciembre
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	4to Trimestre
Recursos Humanos	11.4
Costos de Ocupación	1.8
Tecnologías de la Información	2.5
Otros Gastos de Operación	0.1
Subtotal	15.8
IVA	2.5
Total	18.3

^{1/} Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo

4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

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

4.3. Otras actividades relevantes

a. Transparencia y acceso a la información pública

i. Atención a solicitudes de acceso a la información

El Fondo recibió 10 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas, entre los que destacan: a) presupuesto correspondiente al 2023, b) horarios de atención, c) contrataciones de personal y, d) página del Fondo. 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. Al cierre del trimestre, el Fondo actualiza de manera mensual 4,651 series estadísticas.

**iii. Comunicación y difusión**

Durante este trimestre, como parte del rediseño de la página de internet del Fondo se inició con la actualización de los diferentes gráficos e infografías publicadas en el sitio. Esta labor se ha realizado en conjunto con el área de comunicación del Banco de México y tiene como finalidad que éstas incluyan los colores y tipografías utilizadas en el nuevo diseño de la misma y que se mantenga la certificación de accesibilidad de la página del Fondo.

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

Durante el desarrollo 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, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación que realizó la ASF.

Una vez que la ASF informe los resultados finales, el fiduciario informará dichos resultados al Comité Técnico.

ii. Auditor Interno

La Unidad de Auditoría del Banco de México concluyó con los trabajos de la auditoría GAS-04/23, en la que determinó que el Fondo cumple de manera razonable con los controles de seguridad informática en la infraestructura tecnológica que permite el envío y recepción de la mensajería electrónica necesaria en la concertación y liquidación de las operaciones realizadas por el Fondo.

iii. Auditor Externo

Durante el trimestre, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información realizados por el auditor externo, con motivo de la dictaminación de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2023.

iv. Fortalecimiento al Control Interno

En este periodo, como parte del proyecto para el fortalecimiento de la resiliencia operativa institucional, coordinado por la Dirección de Administración de Riesgos del Banco de México, se iniciaron los talleres para la actualización de la documentación asociada a los procesos a cargo del Fondo. En el caso del proceso asociado a la administración de la Reserva este se concluyó de manera satisfactoria y están en curso los correspondientes a los procesos asociados a la operación financiera y a la administración financiera de los contratos. Lo anterior, con la finalidad de incorporar las mejores prácticas en materia de continuidad operativa.

Por otra parte, se concluyó con la revisión de los privilegios de acceso a las diferentes herramientas de tecnologías de la información utilizadas por el Fondo, dando cumplimiento



a uno de los controles establecidos en el Plan Bienal de trabajo de ciberseguridad 2022-2023. Adicionalmente, se elaboró en coordinación con la Dirección de Ciberseguridad del Banco de México el nuevo Plan Bienal de Ciberseguridad 2024-2025 y de esta manera continuar fortaleciendo los controles del Fondo en esta materia.

c. Talleres para contratistas

En diciembre, el Fondo organizó el cuarto taller del 2023, 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 94 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la Secretaría de Energía.

d. Calendario de Transferencias

En cumplimiento al artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo y a lo previsto en la cláusula Sexta, fracción III, del contrato constitutivo del fideicomiso, el 20 de diciembre de 2023 la SHCP en su carácter de fideicomitente comunicó al Fondo el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2024, en el cual se establecen las fechas y las cantidades conforme a las cuales el Fondo deberá realizar las transferencias a la Tesofe y a los demás destinos previstos en la legislación aplicable. Conforme a la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2024 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 277,744.3 millones de pesos.

e. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación

En cumplimiento al lineamiento Cuarto de los “Mecanismos de Financiamiento del Gasto de Operación del Fondo” (Mecanismos), aprobados por el Comité en sesión del 27 de abril de 2018, durante el ejercicio 2024, el Fondo acumulará intereses para cubrir 2 veces el Gasto de Operación Aprobado menos las disponibilidades al cierre de 2023. Al respecto, el monto estimado a acumular por concepto de intereses es de 137,287,858 pesos.

Cabe señalar que, de conformidad con el lineamiento Tercero de los citados Mecanismos, una vez alcanzado dicho importe, los intereses que se generen por lo que resta del ejercicio serán transferidos a la Tesofe en las fechas señaladas en el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2024 que emitió la SHCP.

f. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco

En cumplimiento a la disposición Quinta de los “Lineamientos para evitar conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, aprobados por el Comité el 8 de diciembre de 2014, se informa que los contratos vigentes y operaciones celebradas por el Banco de México en su carácter de fiduciario cumplen con los referidos lineamientos.



Al respecto, es importante mencionar que las operaciones cambiarias que el Banco de México en su carácter de fiduciario en el Fondo llevó a cabo con el Banco Central, cumplieron en todo momento con los referidos lineamientos, sin que en la celebración de dichas operaciones se haya presentado un potencial conflicto de interés, o bien se haya colocado al Fondo en un potencial riesgo material que pudiera haberle ocasionado un perjuicio al patrimonio del fideicomiso.

VERSIÓN PRELIMINAR