

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
enero-marzo 2024**

Ciudad de México, 25 de abril de 2024



INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 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

1.	ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	
1.1.	Ingresos	4
a.	Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b.	Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2.	Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.	6
1.3	Registro del Fiduciario.....	9
2.	ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	
2.1.	Administración de la cartera de inversión	10
a.	Condiciones económicas	10
b.	Desempeño de la cartera de inversión	13
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	
3.1	Contratos de licencia con producción	21
3.2	Contratos de producción compartida con producción	24
4.	ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	
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.	Portal de Protección de Datos Personales	27
iii.	Publicación de estadísticas	28
iv.	Comunicación y difusión.....	28
b.	Fiscalización y Control Interno	28
c.	Talleres para contratistas	30

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 289 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 20,107 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 74.3% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 23.5% y los de exploración el 2.3%.

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	enero-marzo 2023	enero-marzo 2024	Δ% (2024 vs. 2023)
Derecho por la Utilidad Compartida	54,791	14,929	-73%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	12,523	4,721	-62%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	431	456	6%
Total	67,745	20,107	-70%

En el primer 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 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. Adicionalmente, el Ejecutivo Federal otorgó al asignatario un crédito fiscal equivalente al cien por ciento de los pagos del DUC y del Derecho de Extracción de Hidrocarburos, correspondientes, entre otros, a los meses de diciembre 2023 y enero 2024, conforme al Decreto² publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

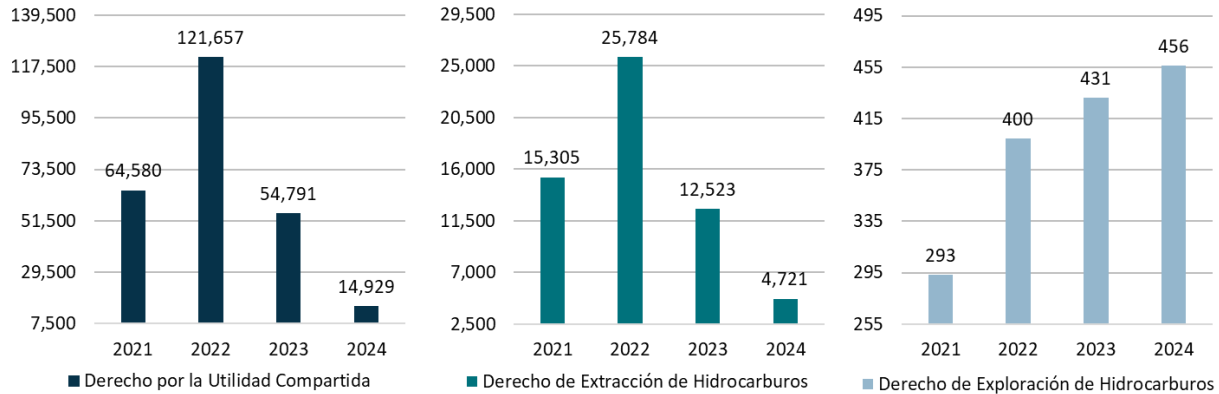
A continuación, se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a marzo de los ejercicios 2021 a 2024 (Gráfica 1):

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

² "Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican", publicado el 13 de febrero de 2024 en el DOF.



Gráfica 1. Ingresos por asignaciones enero-marzo (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/} enero-marzo (Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	545	
Regalía Adicional		17
Regalía Base		9
Penas convencionales		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{3/}		705
Total	545	732

^{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.

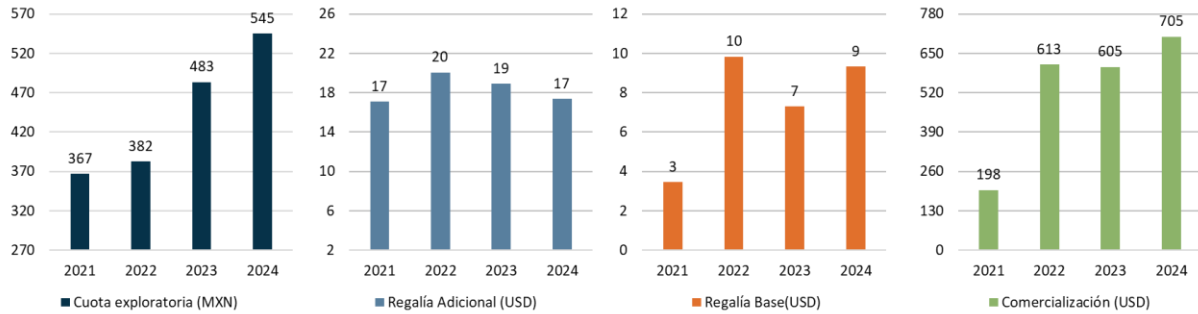
^{3/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$367,666.00 dólares.

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 por parte de los contratistas durante los ejercicios de 2021 a 2024:

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



En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, se observó un incremento para la mayoría de los diferentes conceptos, con respecto al primer trimestre del año previo. Lo anterior, en línea con los movimientos al alza en los precios del crudo, observados durante el periodo, donde el promedio para la Mezcla Mexicana de Exportación para 2024 se ubicó en \$72.06 dólares por barril, mientras que para 2023, el promedio del trimestre fue de \$65.71 dólares por barril.

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/}
 enero-marzo
 (Millones de pesos)

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	6,111
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	1,778
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	704
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética ^{2/}	1,806
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)	22,702
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	41
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	22,661
Total	33,108

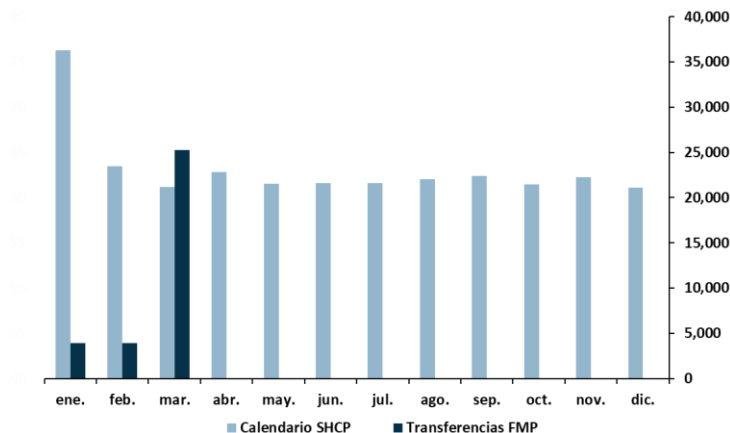
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{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 primer trimestre ascendieron a 33,108 millones de pesos, equivalentes al 0.1% 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.

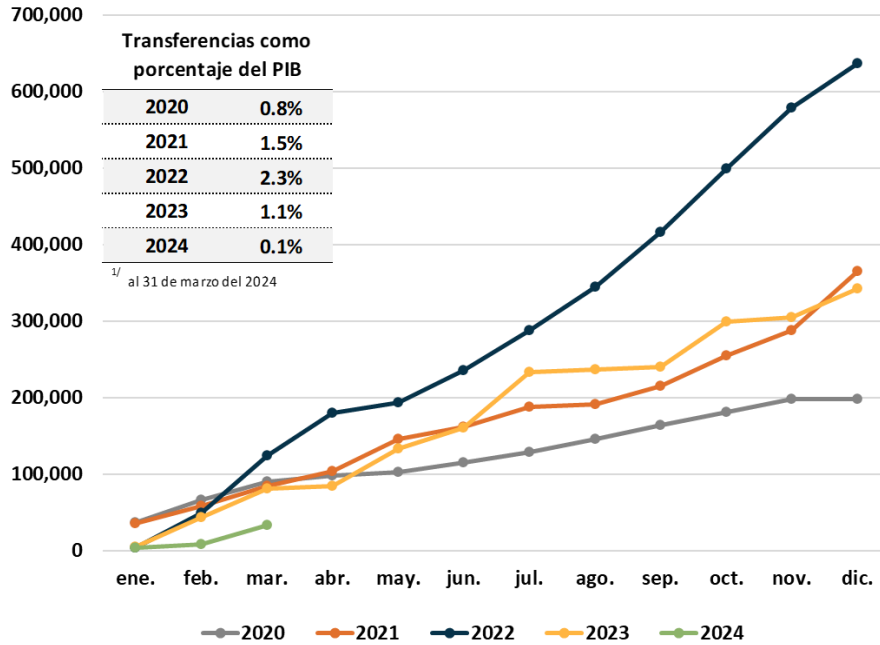
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

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 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 primer trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 5 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 dos 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 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 marzo de 2024

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 marzo de 2024^{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 marzo 2024.

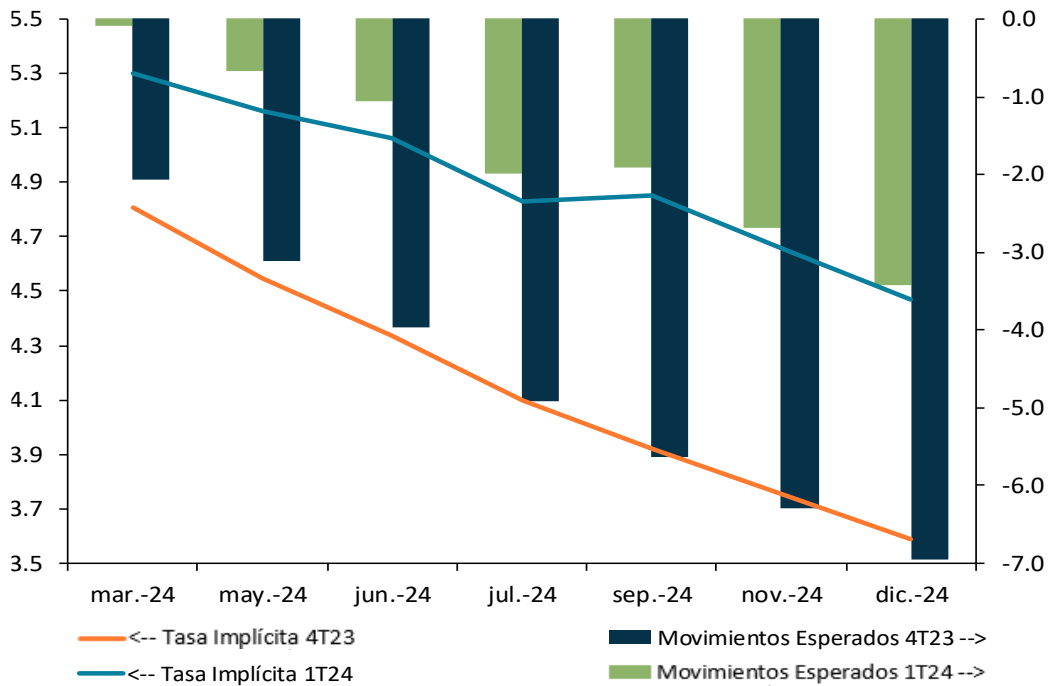
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el primer trimestre del 2024, se presentaron incrementos en las tasas de rendimiento de las Notas del Tesoro y una fortaleza generalizada del dólar americano como consecuencia de un cambio en la expectativa del mercado con respecto al inicio de los recortes a la tasa de referencia por parte de la Reserva Federal. Esto se reflejó en el mercado de futuros de la Tasa de Fondos Federales, donde al cierre de diciembre de 2023 se esperaban casi 7 recortes de 25 puntos base (pb), para una tasa implícita de 3.59%; mientras que, al cierre de marzo de 2024, se esperaban solamente 3 recortes de 25 pb, y una tasa implícita de 4.48%. (Gráfica 5).

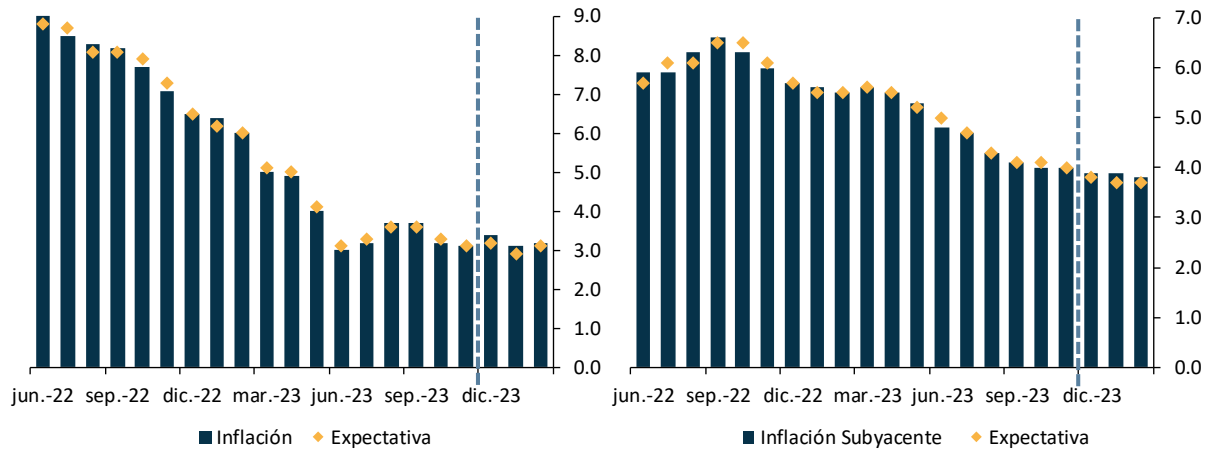
Gráfica 5. Movimientos esperados y tasa implícita de acuerdo al mercado de futuros de la tasa de fondos federales
(número de aumentos/recortes, %)



Fuente: Bloomberg.

El cambio en las expectativas respondió, por un lado, al comportamiento de la inflación en los precios de consumidor, que ha mostrado resiliencia, ubicándose en niveles cercanos a los vistos a inicios del último trimestre del año pasado, además de colocarse por arriba de las expectativas de los expertos del sector financiero, tanto en el índice general como en el subyacente. (Gráfica 6)

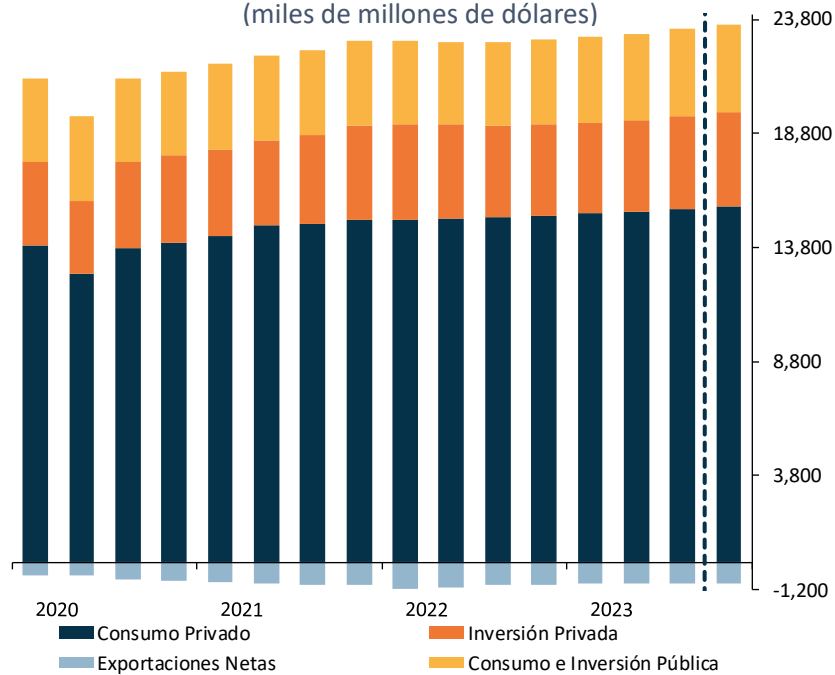
Gráfica 6. Inflación General y Subyacente
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

En el mismo sentido, a pesar de que en el comunicado de su decisión de diciembre la Reserva Federal había señalado que, de acuerdo a los datos oportunos, la actividad económica del cuarto trimestre de 2023 se habría moderado, el PIB de dicho período sorprendió al alza de manera importante alcanzando el 3.4% anualizado. (Gráfica 7).

Gráfica 7: Producto Interno Bruto de los Estados Unidos
(miles de millones de dólares)

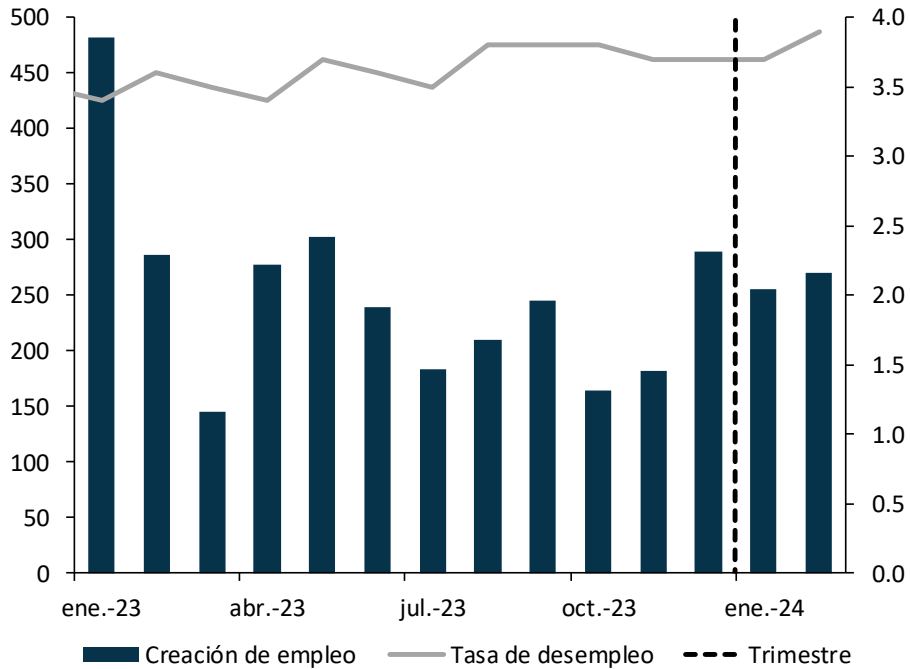


Fuente: Bloomberg

En consonancia con el desarrollo de la economía, el mercado laboral mostró una creación de 256 mil y 270 mil plazas en enero y febrero respectivamente, al tiempo que la tasa de desempleo repuntó para cerrar el trimestre en 3.9%. Esto alimentó aún más las expectativas de que la Reserva Federal pudiera atrasar los recortes en la tasa de referencia hacia el tercer trimestre del año, lo cual fue reforzado por comentarios de miembros de dicho banco central.

La actualización de las proyecciones macroeconómicas de la Reserva Federal para este año presenta un crecimiento de 2.1%, por arriba del 1.4% anterior, mientras que mantuvieron la inflación general en 2.4% y no esperan que alcance el 2% sino hasta 2026 y para la inflación subyacente estiman un nivel de 2.6% para 2024 desde el 2.4% previo. Por su parte, el “dot-plot” mostró una mediana de 4.625% para el 2024, sin cambios respecto a la última proyección, para 2025 ahora es de 3.875%, 25 pb por arriba del 3.625% previo y en 2026 la proyección se situó en 3.125, 25 pb, por arriba de la proyección previa, mientras que para las de mayor plazo, esta aumentó de 2.5% a 2.6%.

Gráfica 8. Creación de empleos en el sector no agrícola y tasa de desempleo en EE.UU.
(Miles de plazas, porcentaje)



Fuente: Bloomberg

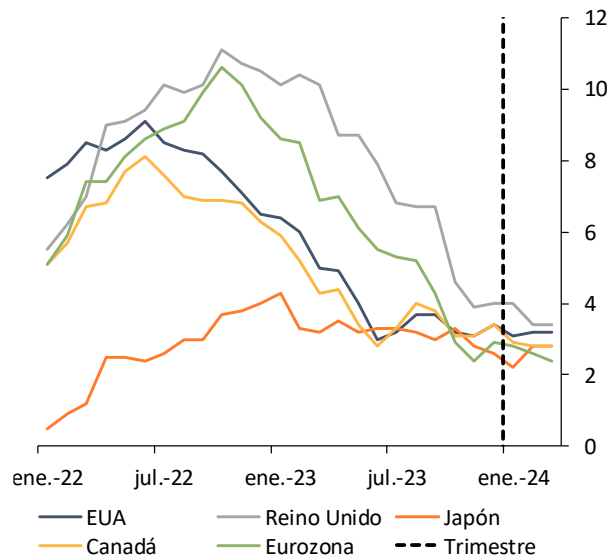
Alrededor del mundo, los indicadores de precios continuaron la trayectoria a la baja, a excepción de Japón, donde el repunte se tomó positivamente, llevando al banco central a abandonar la política ultra acomodaticia y la tasa de interés negativa (Gráfica 9). Cabe mencionar que a pesar del anuncio de su decisión de política monetaria, donde aumentaron la tasa de interés de referencia en 10 pb, a un nivel de 0.0% el yen cerró el trimestre con una depreciación de -7.31% en el trimestre.

El resto de los bancos centrales de países desarrollados mantuvieron sus tasas de referencia sin cambios y descartando movimientos en la primera mitad del año. En la Eurozona, la inflación continuó bajando hasta el 2.6% en la cifra general y 3.1% en el indicador subyacente en el mes de febrero. Los

miembros de dicho banco central moderaron el tono acomodaticio, detallando que no se comprometerán a mayores reducciones en los costos de endeudamiento después de un primer paso probable en junio y las decisiones continuarán dependientes de los datos. Mientras que en el Reino Unido la inflación se mantuvo elevada, con lo que el banco central mantuvo la retórica con un sesgo restrictivo, con lo que la libra esterlina moderó las pérdidas contra el dólar a comparación de sus pares, cerrando con una depreciación de 2.3%.

En este entorno, el comportamiento de los principales activos financieros fue mixto con un sesgo de aversión al riesgo. Las notas del Tesoro de EE.UU. con plazo a dos y diez años aumentaron en 37 pb y 32 pb respectivamente, con lo que la curva mostró un aplanamiento de 5 pb entre esos nodos. A pesar de lo anterior, los índices accionarios de S&P en América y el Euro Stoxx europeo presentaron ganancias de 10.2% y 12.4% respectivamente. Por su parte, el sector corporativo tuvo un desempeño positivo frente a las notas del Tesoro, con lo cual el diferencial entre el índice de deuda corporativa AAA y las notas del Tesoro de EE.UU. cerró el trimestre con un decremento de 9 pb, ubicándose en 90 pb., mientras que el diferencial de agencias cerró el periodo con un incremento de 1.93 pb, en un nivel de 12.95 pb.

Gráfica 9. Curva de notas del Tesoro de EE.UU.
(Puntos base, porcentaje)

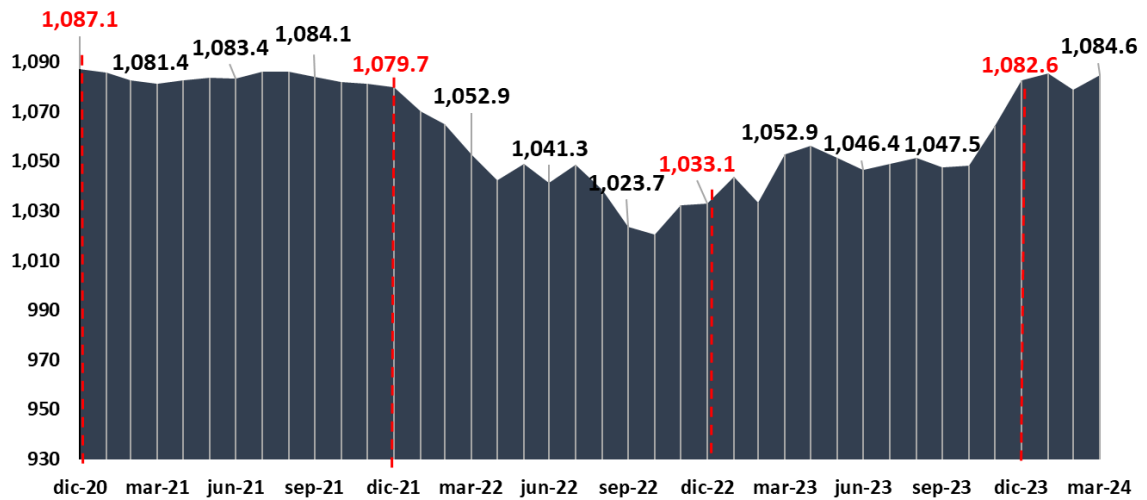


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

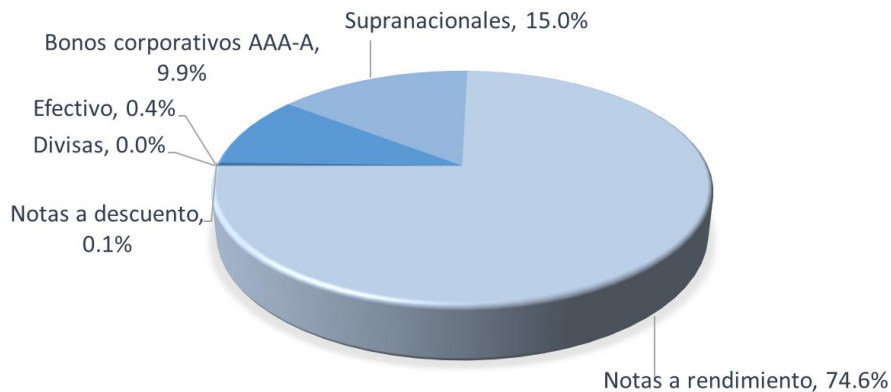
La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 0.2%, seis puntos base por debajo del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,084.6 millones de dólares.

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 marzo 2024

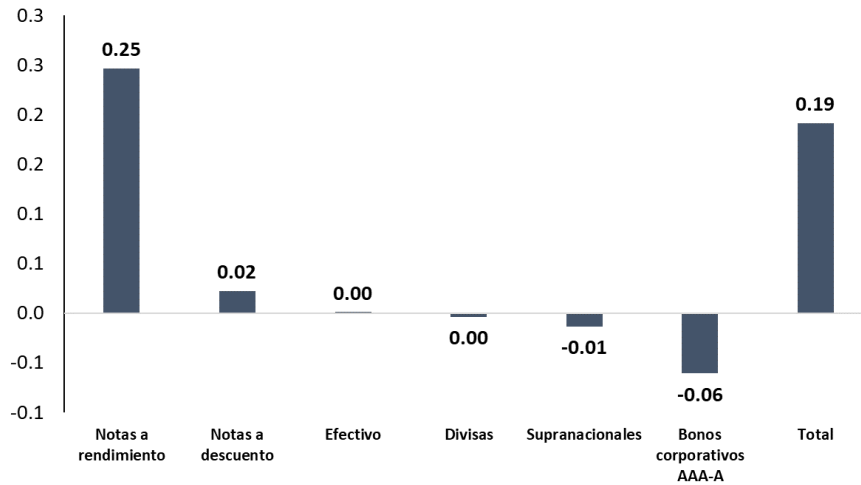


Rendimiento a vencimiento (%)	4.7
Duración modificada (%)	2.6

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 25 pb al rendimiento total. En un ambiente de repunte de tasas de corto y largo plazo, el sector corporativo y los bonos supranacionales tuvieron un desempeño negativo quitando 6 y 1 pb respectivamente. La

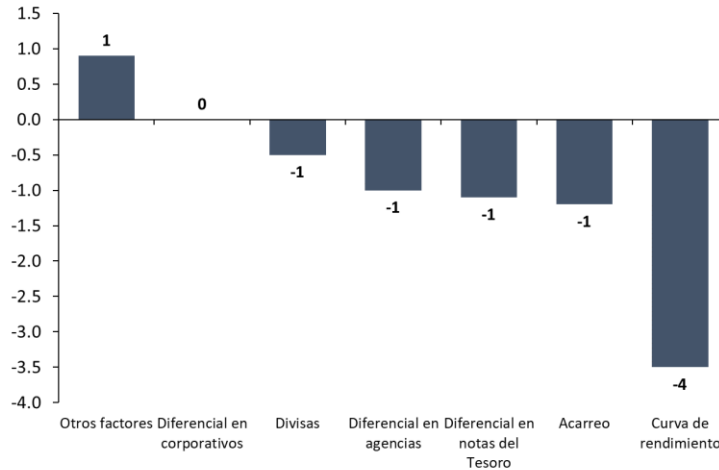
cartera de inversión mantuvo una exposición en divisas mediante posiciones largas en el dólar neozelandés y cortas en el euro durante el trimestre, las cuales restaron 1 pb al rendimiento total.

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



En el detalle, los 6 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores⁷ como se puede observar en la gráfica 13. En primer lugar, 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 negativo en el diferencial de las agencias que se puede atribuir a la naturaleza de los instrumentos que integran la cartera de inversión, así como un efecto negativo en el factor de divisas en la misma magnitud. Por otra parte, se observa 1 pb positivo en el factor que se refiere a la selección individual de instrumentos que conforman la cartera de inversión como se observa en la gráfica.

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

**Gráfica 13. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija**
(Puntos base)

La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras considerando distintos factores⁸. Se observa un efecto negativo de 7 puntos base 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 y que originó 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 sumó 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
TOTAL	-6	2	-1	-1	-6
Notas a descuento y Efectivo	-7	0	0	0	-7
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	1	0	0	1
Supranacionales	0	0	-1	0	-1
Divisas	0	0	0	-1	0

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

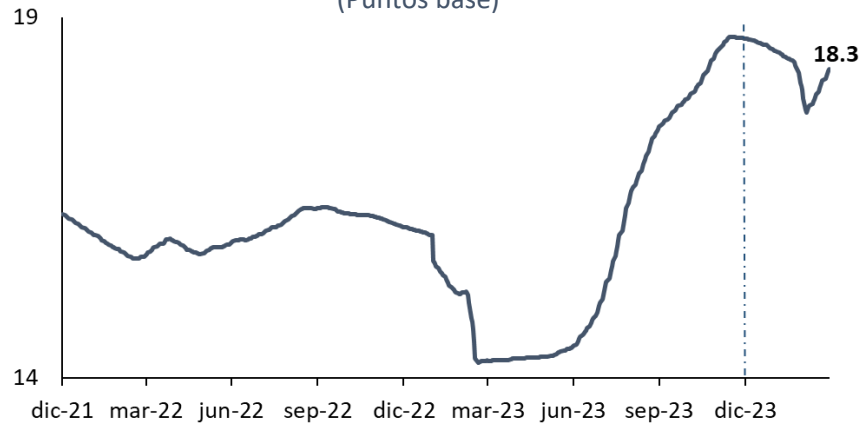
Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error⁹ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 18.3 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

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.

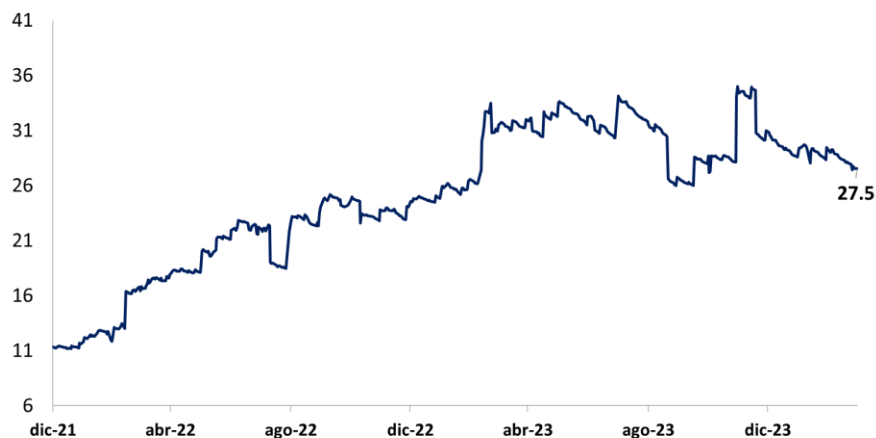


Gráfica 14. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)

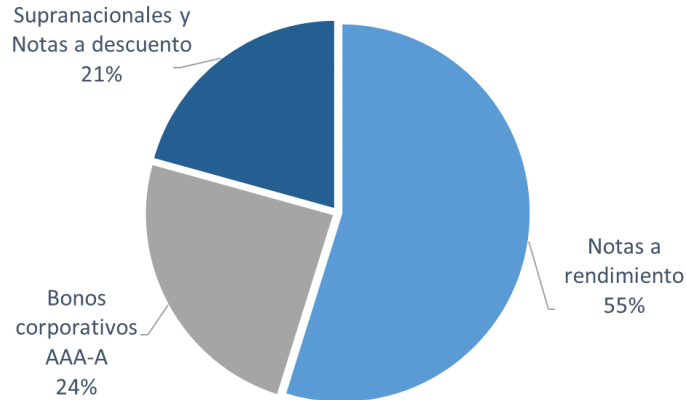


Por otra parte, el Valor de Riesgo¹⁰ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 27.5 pb (Gráfica 15) contra 31.0 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 2.9 millones de dólares en un día. 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 55%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 24%, 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 primer trimestre del año en curso reflejando un sentimiento todavía mixto sobre los mercados ante las decisiones de política monetaria.

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



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%).

**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 marzo

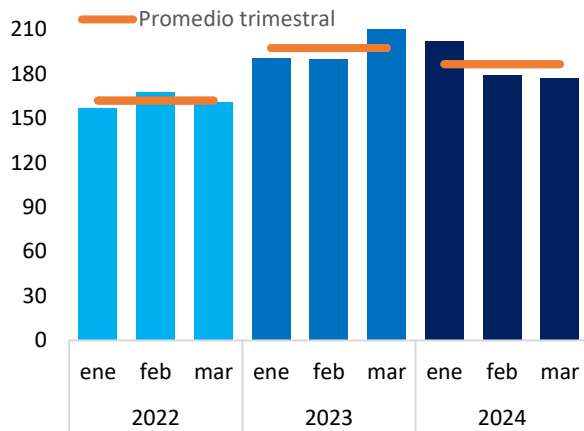
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
15%	76%	8%	0%	1%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

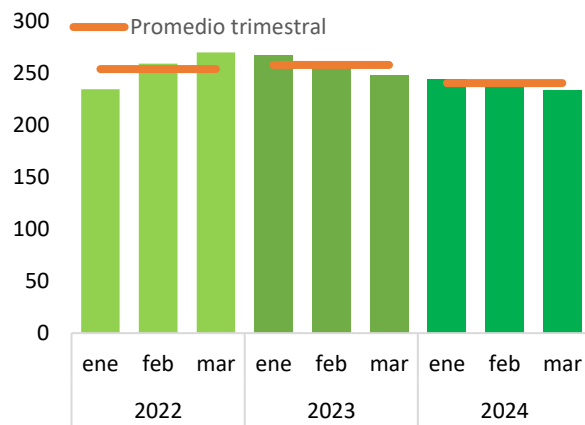
Durante el primer trimestre del 2024, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre enero y marzo, la producción de petróleo promedió 187 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa una disminución de 6% contra el mismo trimestre de 2023. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 7% con un promedio de 240 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos¹ enero-marzo

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



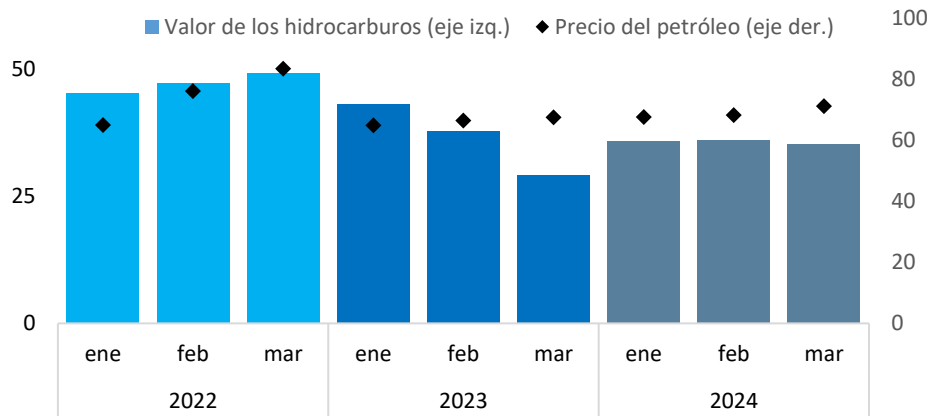
Gráfica 18. Gas natural
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 1,244 millones de dólares, monto 3% menor respecto del mismo trimestre del 2023.

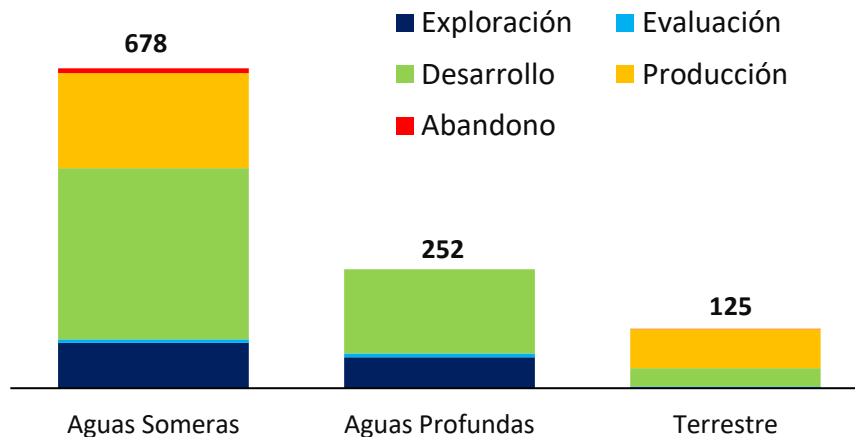
Gráfica 19. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ^{1 2}
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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 1,056 millones de dólares, de las cuales 678 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 252 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

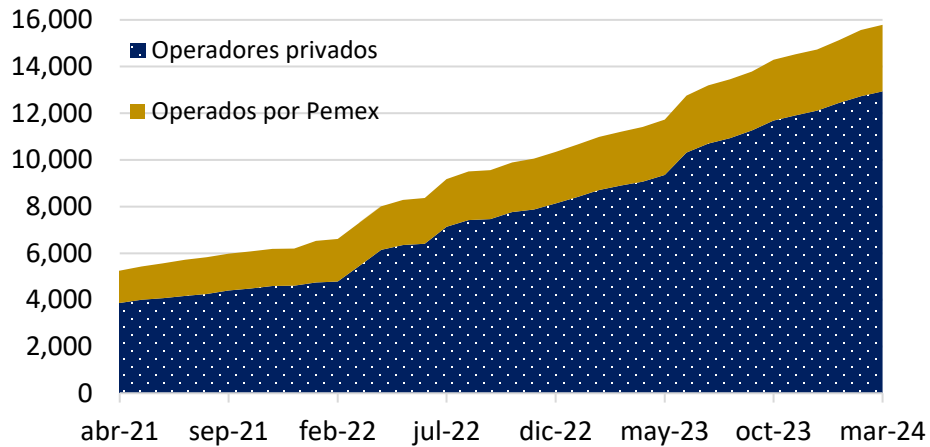
Gráfica 20. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
enero-marzo
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al primer trimestre de 2024 ascienden a 15,789 millones de dólares.

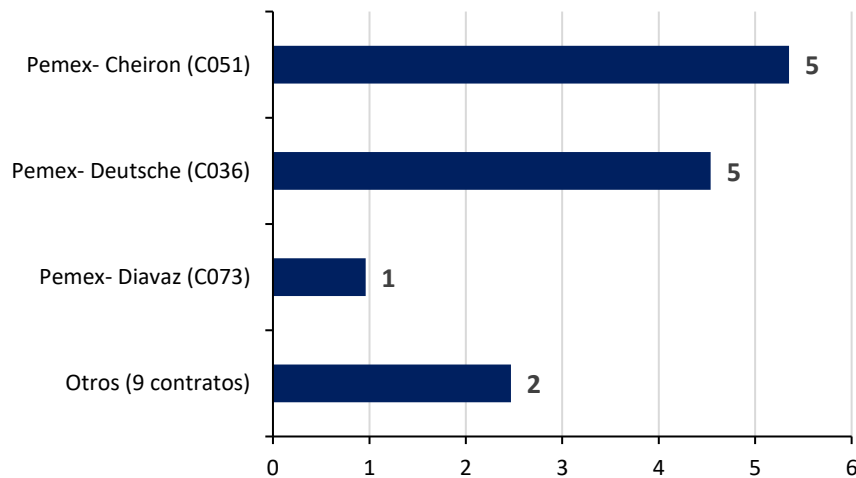
Gráfica 21. Inversión acumulada por tipo de operador
(Millones de dólares)



3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 28 de los 74 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 12 extrajeron petróleo, 24 gas natural y 22 condensados. La producción promedio fue de 13 mbd de petróleo y 62 mmpcd de gas natural.

Gráfica 22. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista ^{1 2 3}
enero-marzo
(Cifras en miles de barriles diarios)



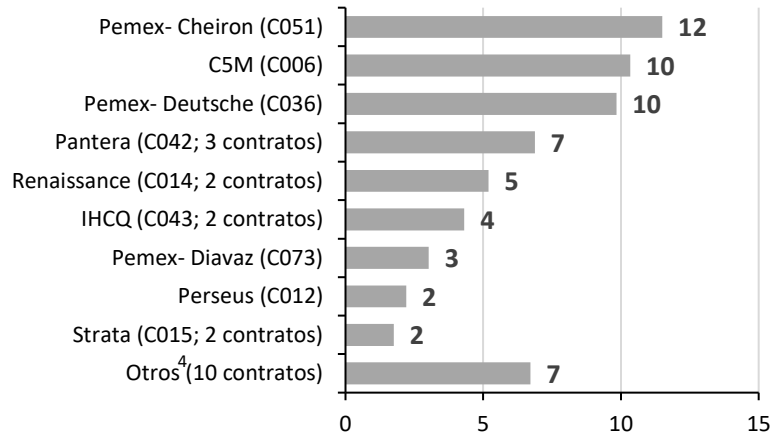
1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fue utilizado para los cálculos de realizados durante enero, febrero y marzo de 2024.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Diavaz (C013), Renaissance (C014) para dos contratos, Oleum del Norte (C021), Jaguar (C045) para tres contratos y Bloque VC 01 (C052).



Gráfica 23. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3 4}
enero-marzo
(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 diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo de 2024.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Grupo Mareógrafa (C017 y C018), Dunas (C019), GS Oil and Gas (C022), Strata (C023), Newpek (C044), Jaguar (C045) para dos contratos y Bloque VC 01 (C052).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia el cual ascendió a 107 millones de dólares, de los cuales 31 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías¹¹. El 73% 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}
enero-marzo
(Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
ene-24	35,899,083	2,651,311	7,410,217	10,061,528
feb-24	36,066,132	2,803,054	7,670,211	10,473,265
mar-24	35,172,933	2,734,855	7,438,190	10,173,045
Total	107,138,148	8,189,220	22,518,618	30,707,838

- Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fue utilizado para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo 2024.
- 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 32 tasas progresivas, de las cuales 24 corresponden a petróleo, 7 a gas natural y 1 a condensados. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 8.7% para petróleo, 3.1% para el gas natural asociado, 0.0% para el gas no asociado y 5.0% para los condensados.

Tabla 9. Regalía Base
enero-marzo
(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%	9.62%	8.71%	7,717,507	94.24%
Gas natural asociado	NA	8.50%	3.15%	307,375	3.75%
Gas natural no asociado	0.00%	7.40%	0.00%	157	0.00%
Condensados	5.00%	5.04%	5.00%	164,182	2.00%
Total				8,189,220	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
enero-marzo
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{2/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	83,918,416	10,909,394	48.4%
Ronda 1.3	56%	15,746,700	8,814,036	39.1%
Ronda 2.2	26%	1,479,776	386,310	1.7%
Ronda 2.3	40%	5,993,256	2,408,878	10.7%
Total		107,138,148	22,518,618	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 7 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 73 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.

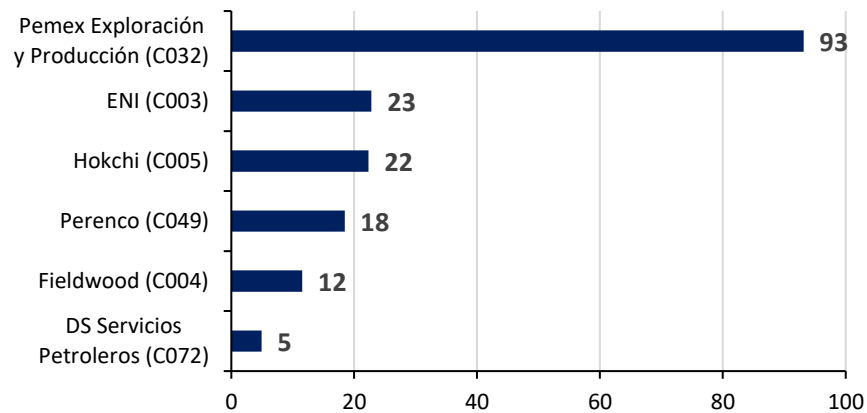
Este trimestre se implementaron 3 procesos de ajustes a contraprestaciones previamente calculadas por el Fondo, afectando un total de 3 contratos. La situación se originó por las labores de verificación de la SHCP y a revisiones a la medición de los hidrocarburos efectuadas por la CNH.

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.

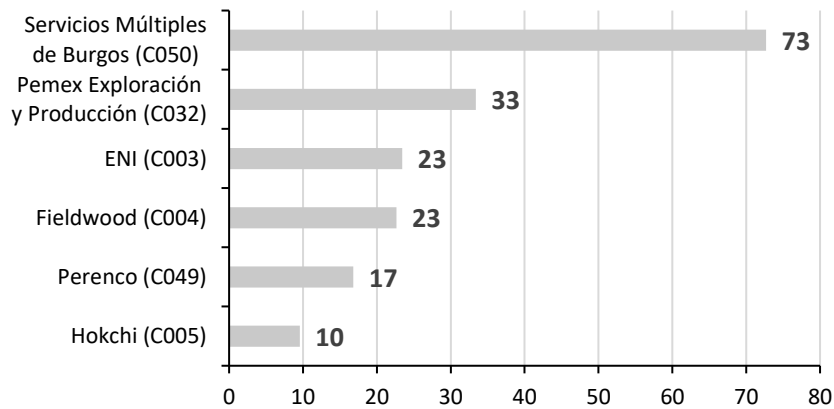
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 173 mbd de petróleo y 179 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue la principal fuente de crudo aportando el 54% del total.

Gráfica 24. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2}
 enero-marzo
 (Cifras en miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo de 2024.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Gráfica 25. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3}
 enero-marzo
 (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 diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo de 2024.
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 especie¹³. 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 1,137 millones de dólares.

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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
ene-24	415,382,255	394,364,913	20,158,558	858,785
feb-24	367,803,378	349,996,653	16,330,247	1,476,477
mar-24	354,045,169	336,865,040	15,829,530	1,350,599
Total	1,137,230,802	1,081,226,606	52,318,335	3,685,861

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo 2024.

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 pertenecientes a contratistas para los que el FMP no recibió las actas de medición asociadas a las contraprestaciones calculadas en marzo de 2024.

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}
enero-marzo

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (Miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	7,351	5,011	59
Pemex	4,528	4,991	50
Operadores privados	3,884	6,733	53
Total	15,763	16,736	162

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2023, enero y febrero 2024, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo de 2024.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 35 periodos correspondientes a 3 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 CNH en el ámbito de sus facultades.

¹³ Exeptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

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 Nación para su venta. En este contexto, el Fondo recibió un total de 704.9 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 33 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

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

Comercializador	Ingresos por comercialización²	Comisiones cubiertas³ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁴	704.9	33.0

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 368 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 2,005.8 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹⁴.

¹⁴ 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 33,508,241 pesos, conforme a lo siguiente:

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

Concepto	1er Trimestre
Recursos Humanos	26.5
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	0.8
Otros Gastos de Operación	-
Subtotal	28.9
IVA	4.6
Total	33.5

^{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 9 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas, entre los que destacan: a) objeto del Fondo, b) determinación de contraprestaciones, c) unidad de transparencia. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

ii. Portal de Protección de Datos Personales

Se actualizó el apartado virtual de protección de datos personales del Fondo, en cumplimiento al “Programa de Evaluación Anual 2024, de los sujetos obligados del ámbito público federal, en relación con el desempeño en el cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y demás normatividad aplicable en la materia”, emitido por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales.

**iii. 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.

iv. Comunicación y difusión

Durante este trimestre, en conjunto con el área de comunicación del Banco de México, se continuó con el rediseño del sitio web del Fondo. Específicamente, se trabajó en la actualización de las secciones Administración de la Reserva e Información para Asignatarios, Contratistas y Comercializador. Lo anterior, con la finalidad de que la nueva página (tanto en su versión de escritorio como en la de dispositivos móviles) pueda estar disponible al público entre el segundo y tercer trimestre de este año y se mantengan los niveles de accesibilidad requeridos para la certificación en esta materia.

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

El 20 de febrero la ASF entregó a la H. Cámara de Diputados del Congreso de la Unión, 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.

Durante el desarrollo de la auditoría, el Fondo dio cumplimiento en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información y documentación formulados por la ASF. Actualmente, el Fondo trabaja coordinadamente con la CNH y con la SHCP para dar atención a las recomendaciones emitidas por ese órgano de fiscalización en el informe de resultados.

b) Auditoría 89

El 20 de febrero la ASF dio inicio 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, la cual tiene por objeto fiscalizar los ingresos que recibe el Estado por los Contratos de Exploración y Extracción y por la comercialización de hidrocarburos, así como, comprobar que el cálculo de las contraprestaciones, la recepción de los ingresos, el cumplimiento de los pagos de los operadores petroleros y del comercializador, así como el registro contable de los ingresos y adeudos, se haya realizado de conformidad con la normativa aplicable.

La referida auditoría continúa en desarrollo, por lo que una vez que concluya, el fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.



ii. Auditor Externo

Durante el trimestre, el Fondo dio 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.

Adicionalmente, en el mes de marzo, el auditor externo emitió su dictamen sin observaciones. De acuerdo con el referido dictamen, los estados financieros presentan razonablemente en todos los aspectos materiales la situación financiera del Fondo al 31 de diciembre de 2023, así como sus actividades y sus flujos de efectivo, de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas.

Asimismo, concluyeron que el informe sobre el ejercicio del presupuesto del gasto de operación ha sido preparado en todos los aspectos materiales, de conformidad con las disposiciones aplicables.

iii. Auditoría Interna

a) Auditoría 68 GAS-04/24 “Sistema de Mensajería Financiera”.

En enero, la Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio la auditoría GAS-04/24 “Sistema de Mensajería Financiera”, la cual tiene como objeto verificar el cumplimiento por parte del Fondo a los controles de seguridad en el 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”.

De igual forma, la Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio en enero a la auditoría GAS-05/24 “Operación Financiera del FMPED”, la cual tiene como objeto evaluar los controles y las actividades para la operación financiera del Fondo; verificar el apego a la normativa aplicable y que se disponga de la información y documentación que permita la trazabilidad del proceso.

Durante el primer trimestre, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría. De igual forma, una vez concluida la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

iv. 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 concluyeron los talleres para la actualización de la documentación asociada a los procesos Operación financiera y Gestión administrativa del FMPED. Lo anterior con la finalidad de mantener vigentes los planes y estrategias del Fondo en materia de continuidad operativa.

Por otra parte, en lo que se refiere al Plan Bienal de Ciberseguridad 2024-2025, se iniciaron los trabajos para instrumentar los controles que permitan el cifrado de la información del Fondo y garanticen su integridad.

c. Talleres para contratistas

En marzo, el Fondo organizó el primer 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 91 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la Secretaría de Energía.