

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
julio-septiembre 2024**

Ciudad de México, 24 de octubre de 2024

INFORME TRIMESTRAL JULIO-SEPTIEMBRE 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	4
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	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	17
a. Cumplimiento de límites de riesgo	17
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	28

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 535 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 exploración de hidrocarburos (DEXP), mismos que durante el trimestre ascendieron a 462 millones de pesos¹.

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	julio-septiembre 2023	julio-septiembre 2024	Δ% (2024 vs. 2023)
Derecho por la Utilidad Compartida	53,353	-	-100%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	14,492	-	-100%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	442	462	5%
Total	68,287	462	-99%

En el tercer trimestre, destaca que no se recibieron ingresos por los derechos por la utilidad compartida (DUC) ni por los derechos de extracción de hidrocarburos (DEXTH). Esto se explica por el crédito fiscal otorgado a Pemex, correspondiente al equivalente al 100% del monto del DUC y DEXTH para los meses de mayo, junio y julio de 2024², así como por el diferimiento de los montos de DUC y DEXTH correspondientes a agosto, que se recibirán a más tardar el 30 de octubre³.

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

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

²Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado el 23 de agosto en el Diario Oficial de la Federación.

³Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado el 25 de septiembre en el Diario Oficial de la Federación.

Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
enero-septiembre
(Millones de pesos)



b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado⁴: **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 hidrocarburos⁵ de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos ^{1/}
julio-septiembre
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	490	
Regalía Adicional		30
Regalía Base		11
Penas convencionales		49
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{3/}		732
Total	490	822

^{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.

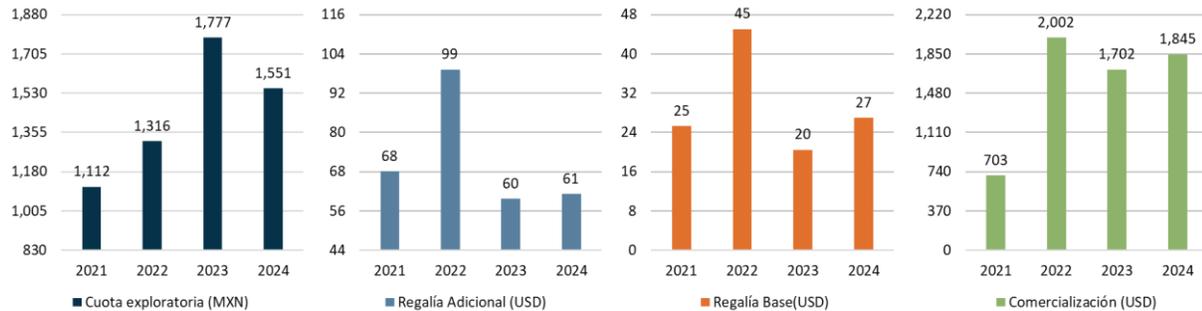
^{3/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$152,092 dólares.

⁴ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

⁵ 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 – septiembre
(Millones)



Nota: Los montos pueden no coincidir por redondeo y/o por reclasificaciones.

En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, se observaron incrementos en los rubros de regalía adicional, regalía base y comercialización; mientras que el único rubro que presentó disminución fue el de la cuota exploratoria. Entre enero y septiembre de 2024, el promedio para la Mezcla Mexicana de Exportación se ubicó en \$72.41 dólares por barril, mientras que para 2023, el promedio del periodo fue de \$70.09 dólares por barril, esto es un incremento de 3.3%.

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)⁶, conforme a lo siguiente:

⁶ 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/}
julio-septiembre
(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	574
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	4
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	15,032
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	34
b. Transferencia para que los ingresos petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del PIB	14,999
Total	15,610

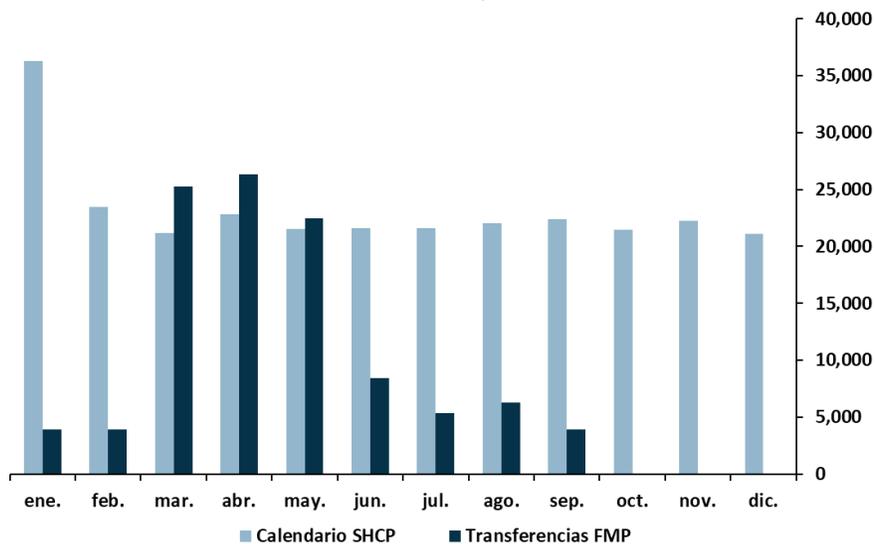
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{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 tercer trimestre ascendieron a 15,610 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 105,955 millones de pesos equivalentes al 0.3% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2024. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2024 estimó para este ejercicio fiscal, transferencias por 277,774.3 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 0.8% del PIB.

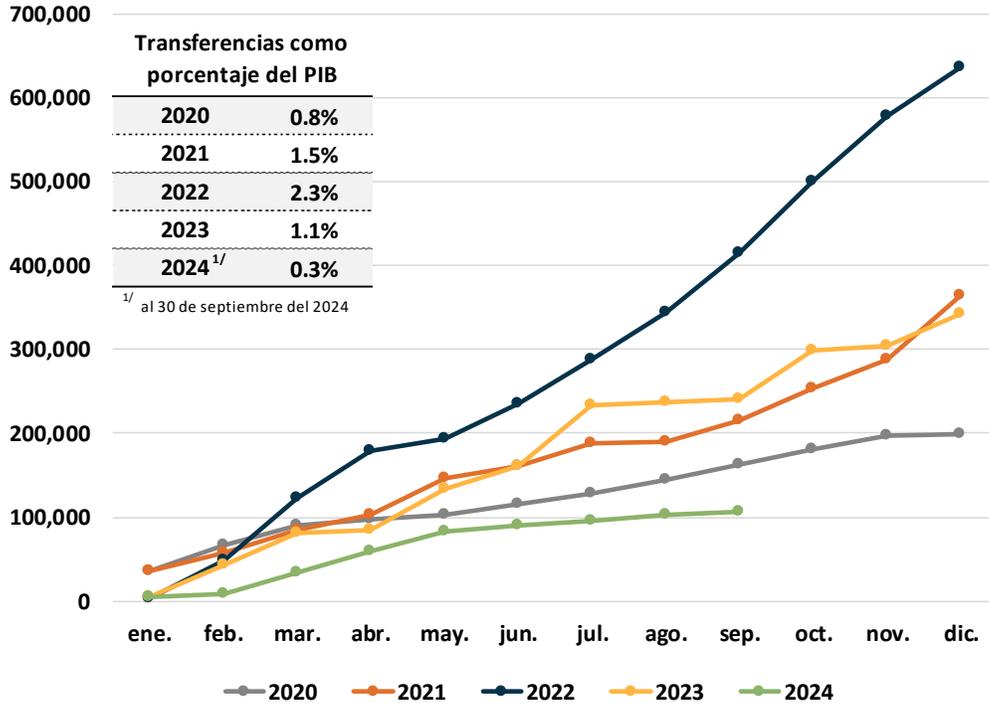
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

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



A continuación, se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previsto en los CGPE correspondiente a cada año, para los ejercicios del 2020 a 2024 (Gráfica 4):

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año⁷
(Millones de pesos)



⁷ 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 tercer trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 5 convenios modificatorios de 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 cinco constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 87 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2024^{1/}

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	258
Asignación de exploración y extracción	111
Asignación de resguardo	43
Total	412

^{1/} Fuente: Fondo con datos de SENER a septiembre 2024.

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

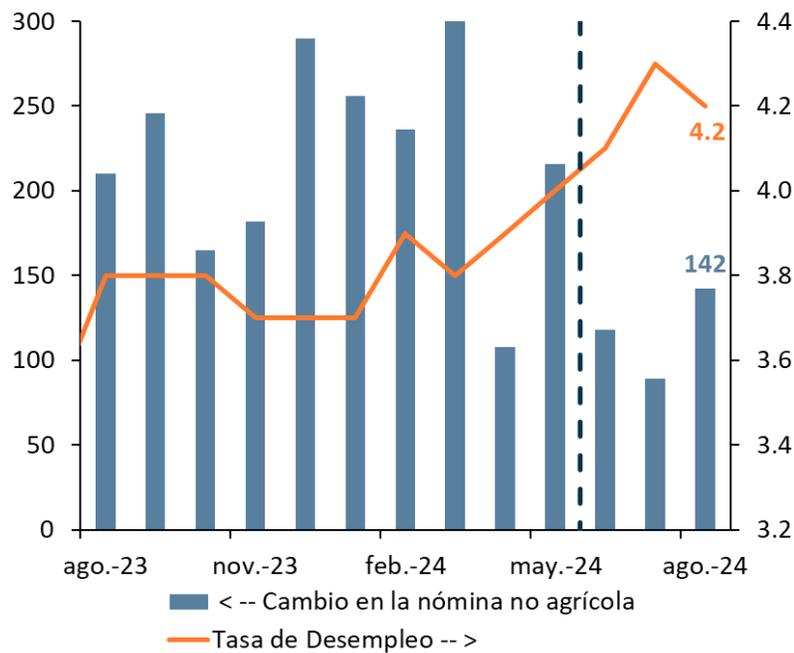
2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el tercer trimestre del 2024, los mercados financieros se caracterizaron por el cambio en el balance de riesgos de la Reserva Federal, que comenzó a enfocarse más en el mandato de empleo que en la inflación después de la relativa debilidad que se percibió en las lecturas de los resúmenes de situación laboral correspondientes a los meses de junio, julio y agosto, publicados durante el trimestre. En el detalle, la creación de nóminas no agrícolas promedió 116 mil puestos, cuando en los diez meses previos promedió 221 mil (Gráfica 5). Además, en el mismo período, la tasa de desempleo promedió 3.81%, y al cierre del trimestre cerró en 4.2%, llegando incluso a alcanzar el 4.3% en julio.

Gráfica 5. Creación de nóminas no agrícolas y tasa de desempleo

(Miles de puestos, porcentaje)



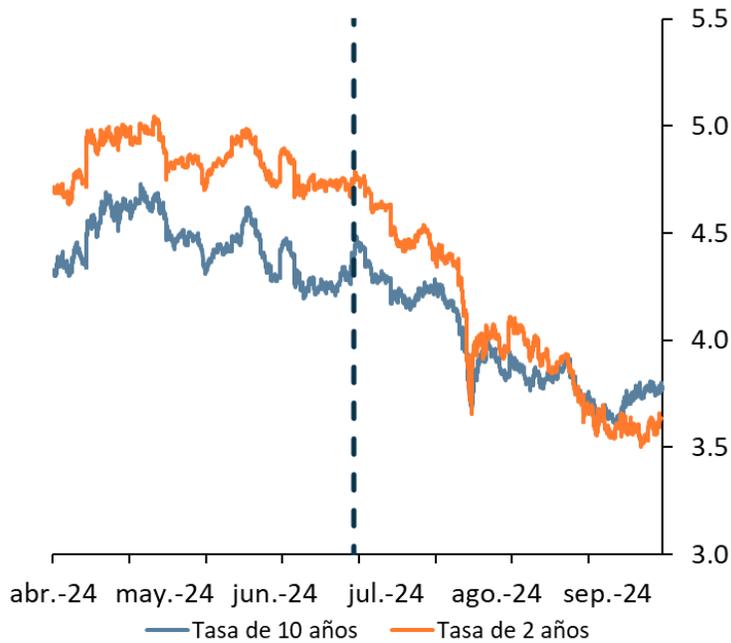
Fuente: Bloomberg.

La relativa debilidad del mercado laboral que comenzó a percibirse con los datos de junio, publicados a inicios de julio, fue reconocida por el mercado de renta fija, que comenzó a internalizar la posibilidad de que la Reserva Federal diera inicio a su ciclo de flexibilización en el trimestre. Esta situación fue reconocida por los propios funcionarios tras la reunión del Comité Federal de Mercado Abierto (FOMC por sus siglas en inglés) del 31 de julio, donde señalaron que podría haber un recorte de tasas en septiembre, admitiendo por primera vez que los riesgos entre el mercado laboral y las presiones inflacionarias estaban balanceados. Esto tuvo un impacto importante en los precios de los activos, con las tasas de las Notas del Tesoro de dos y diez años presentando caídas generalizadas durante el

período, a tal punto que el nodo de diez años superó al de dos años por primera vez desde junio de 2022 (Gráfica 6).

Gráfica 6. Nivel y cambio diario de la tasa de las Notas del Tesoro de 2 y 10 años

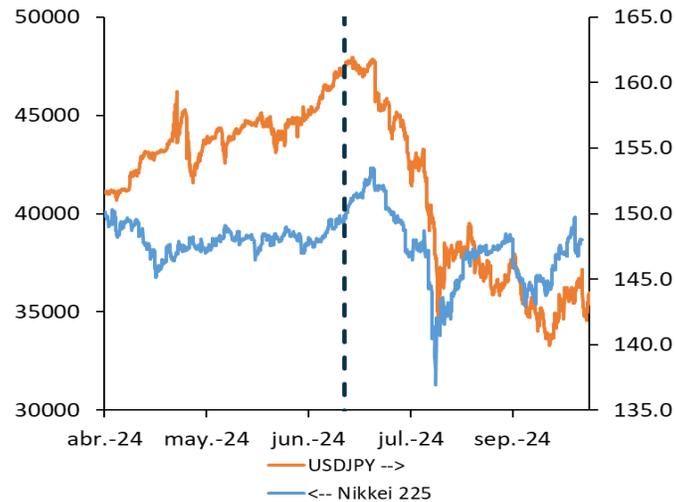
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

En Japón, por el contrario, la mayor fortaleza en el mercado laboral se tradujo en un mayor crecimiento salarial y una mayor inflación, por lo que el Banco de Japón incrementó su tasa de referencia a 0.25%, el mayor nivel en 16 años. Esto, aunado a una retórica menos restrictiva por parte de la Reserva Federal y un mercado laboral estadounidense más débil, desencadenó un episodio de aversión al riesgo, donde el yen se fortaleció de manera importante. El sentimiento en el mercado se exacerbó días más tarde, después de que la apreciación del yen pusiera en jaque los posicionamientos de carry trade de diversos fondos de inversión, causando ventas importantes de títulos accionarios y provocando que el índice japonés Nikkei 225 se desplomara en 12.4% (Gráfica 7).

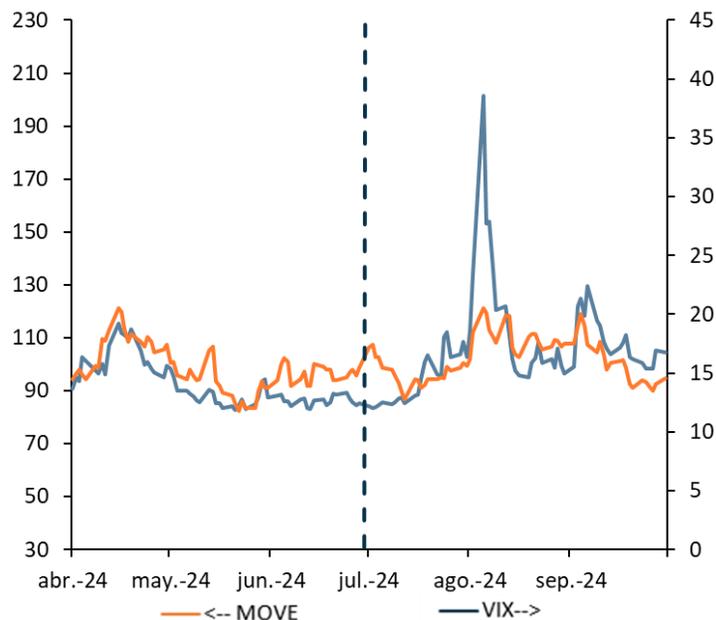
Gráfica 7. Tipo de cambio USD JPY e índice Nikkei 225
(yen por dólar, unidades)



Fuente: Bloomberg

Las caídas exacerbadas en los mercados de capitales japoneses tuvieron impacto en las cotizaciones del resto del mundo, lo cual se vio reflejado en episodios de volatilidad que se percibieron también en los mercados de renta fija y capitales, aunque esta se revirtió unos días después (Gráfica 8).

Gráfica 8. Índices de volatilidad MOVE y VIX
(Puntos base)



Fuente: Bloomberg.

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

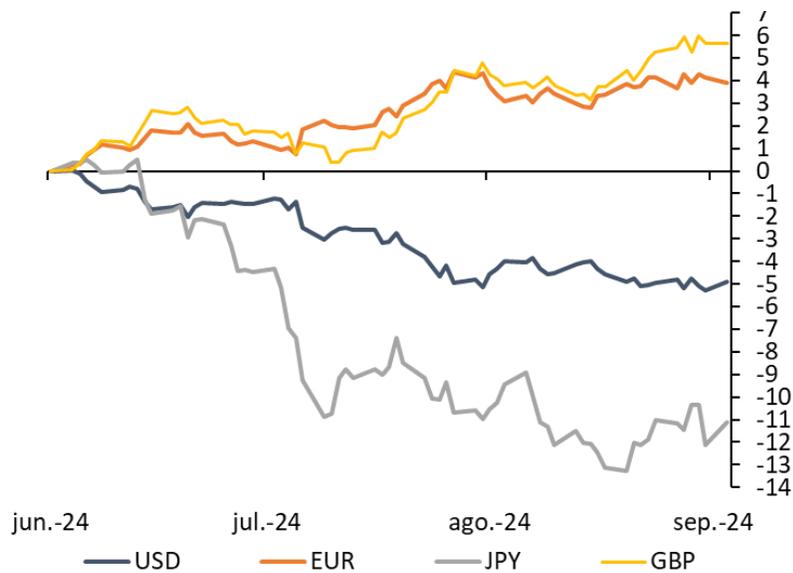
VIX: Es un índice que mide la volatilidad esperada en el mercado de valores de Estados Unidos, utilizando el punto medio de las cotizaciones de compra/venta en tiempo real de las opciones del índice S&P 500.

Uso Público

Información de acceso público.

Los movimientos en los mercados de divisas respondieron a la retórica de los principales bancos centrales. Por un lado, el dólar respondió a la posición más acomodaticia de los funcionarios de la Reserva Federal, que inició su ciclo de flexibilización en septiembre. Por el contrario, el Banco de Japón incrementó la tasa de referencia y durante gran parte del trimestre mantuvieron una retórica restrictiva, comentando que de cumplirse sus expectativas, seguirían incrementando la tasa de referencia. En el caso de la libra, el buen desempeño de la divisa respondió a que el Banco de Inglaterra mantuvo su tasa sin cambios, señalando que los movimientos serían graduales. Finalmente, del lado del Euro, la debilidad de la divisa acusó a la desinflación percibida en la Eurozona y al recorte de tasas del Banco Central Europeo para finales de agosto (Gráfica 9).

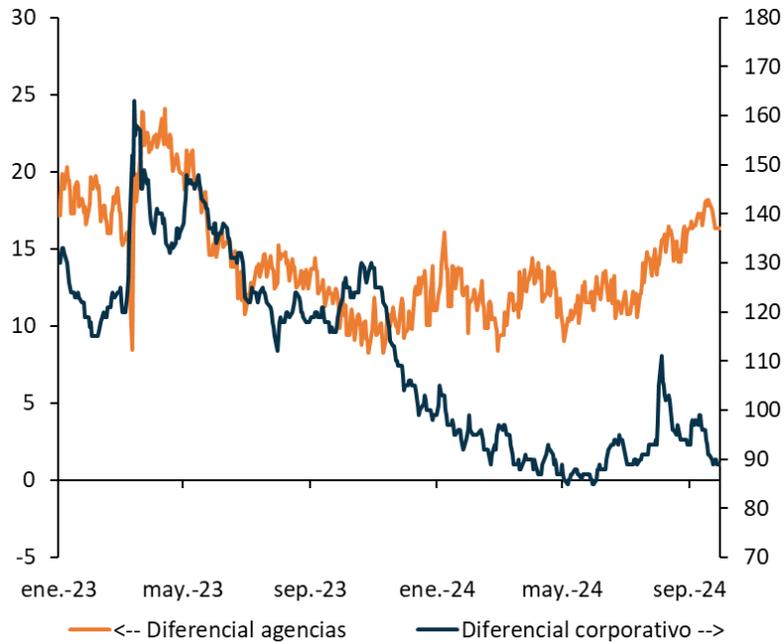
Gráfica 9. Rendimientos acumulados para divisas seleccionadas
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Los diferenciales de activos presentaron movimientos mixtos durante el trimestre, el de agencias contra Notas del Tesoro aumentó 5.06 puntos base (pb), respondiendo a la inestabilidad del período, mientras que el diferencial de deuda corporativa y Notas del Tesoro cayó en 5 pb, respondiendo al sentimiento positivo en el mercado que se comenzó a dar con el inicio del ciclo de flexibilización en Estados Unidos (Gráfica 10).

Gráfica 10. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.
(Puntos base)

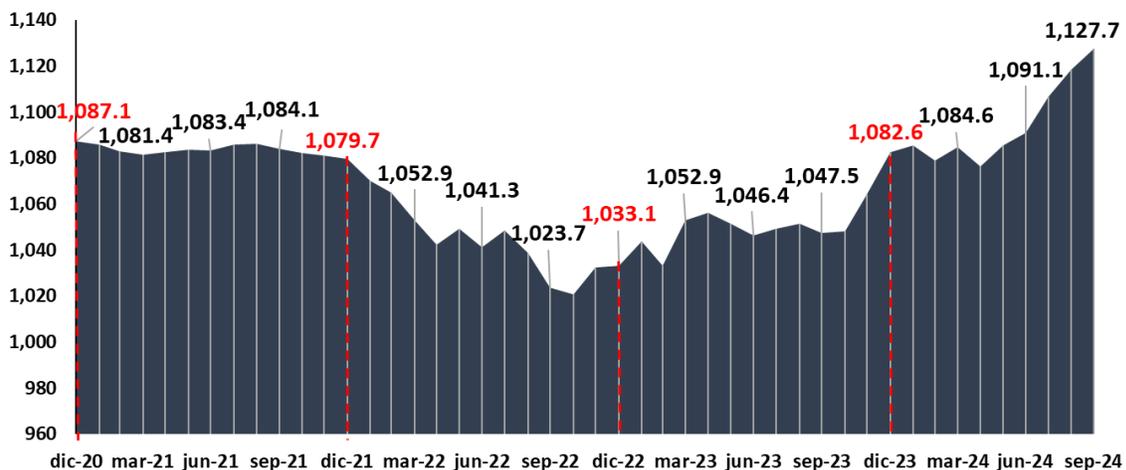


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

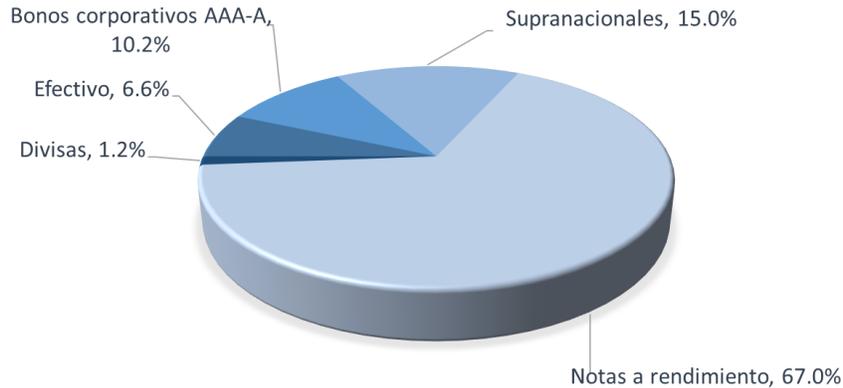
La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 3.4%, cuatro puntos base por arriba del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,127.7 millones de dólares.

Gráfica 11. 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.

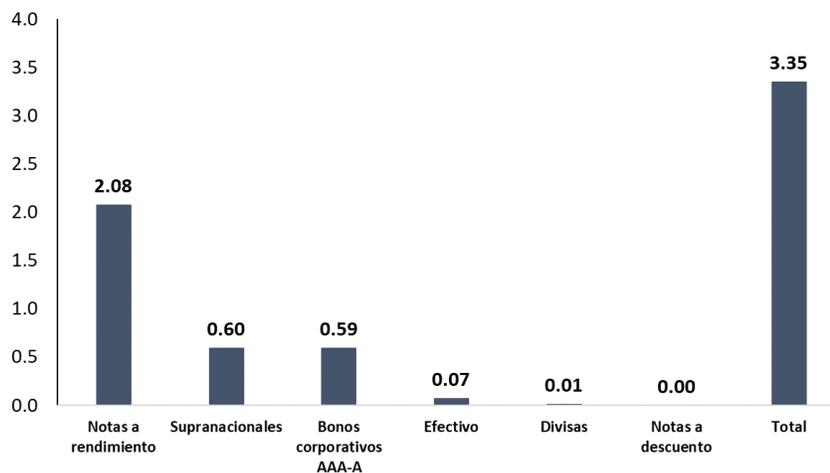
Gráfica 12. Composición de la cartera de inversión al cierre de septiembre



Rendimiento a vencimiento (%)	3.9
Duración modificada (%)	2.5

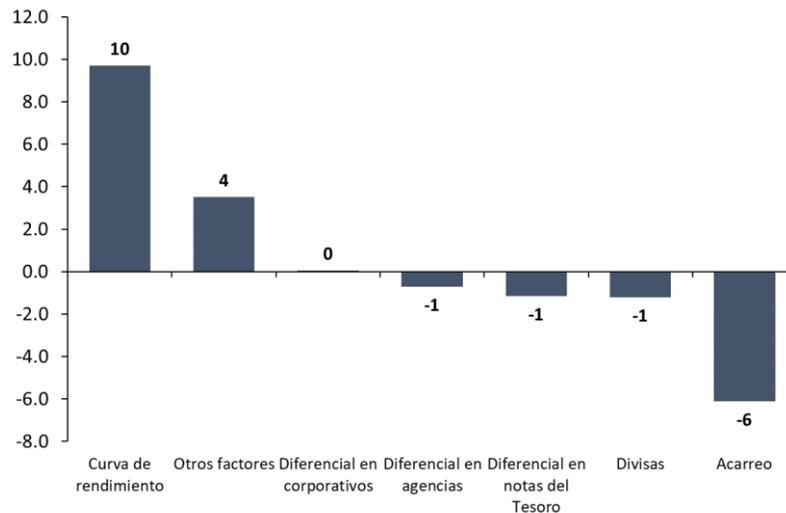
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explicó principalmente por el desempeño positivo de las notas del Tesoro estadounidense, sector que aportó 208 puntos base al rendimiento total. En un entorno de tasas de interés a la baja, impulsado por recortes en la política monetaria, los bonos supranacionales y corporativos también registraron resultados positivos, sumando 60 y 59 puntos base, respectivamente. Además, la cartera mantuvo una exposición en efectivo a través de posiciones en depósitos, las cuales contribuyeron con 7 puntos base adicionales al rendimiento total.

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



En detalle, los 4 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores⁸ como se muestra en la gráfica 14. En primer lugar, como resultado de las posiciones largas que se tomaron en el sector de 2 y 5 años, destaca el efecto positivo de 10 pb en el factor asociado con la curva de rendimiento. Posteriormente, se observa 4 pb positivo en el factor que se refiere a la selección individual de instrumentos que conforman la cartera de inversión. Asimismo, se observa un efecto negativo en el acarreo que se puede atribuir a la naturaleza de los instrumentos que integran la cartera de inversión. Por otra parte, se puede observar el efecto negativo en 1 pb en el factor de divisas.

Gráfica 14. 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 los efectos de atribución⁹. Se observa un efecto positivo de 5 puntos base como resultado de la asignación de activos derivado de las posiciones tomadas en el periodo y en particular en el sector de las notas a rendimiento de 5 años. Por otra parte, las posiciones en divisas que se tomaron en el periodo contribuyeron de manera negativa con 1 pb. Por último, la selección de instrumentos restó 1 pb cuando los costos de transacción sumaron 2 pb.

⁸ 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.

⁹ Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

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	5	-1	2	-1	4
Notas a descuento y Efectivo	5	0	0	0	5
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (5 años)	3	0	0	0	3
Supranacionales	0	-1	0	0	-2
Divisas	-2	0	1	-1	-3

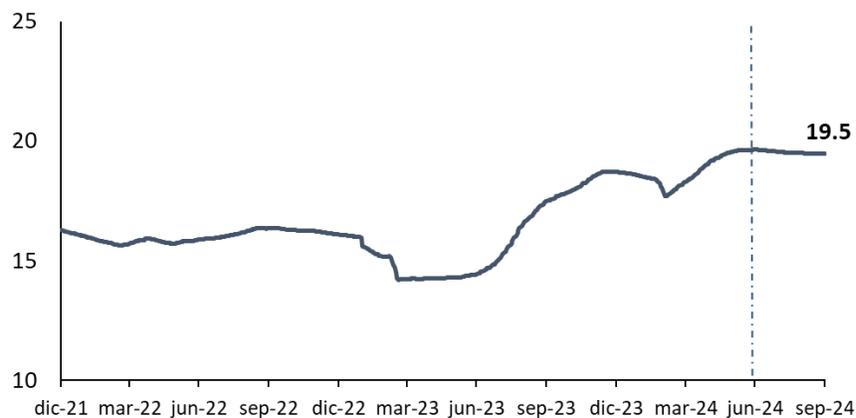
1.La suma puede no coincidir debido al redondeo.

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error¹⁰ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 19.5 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

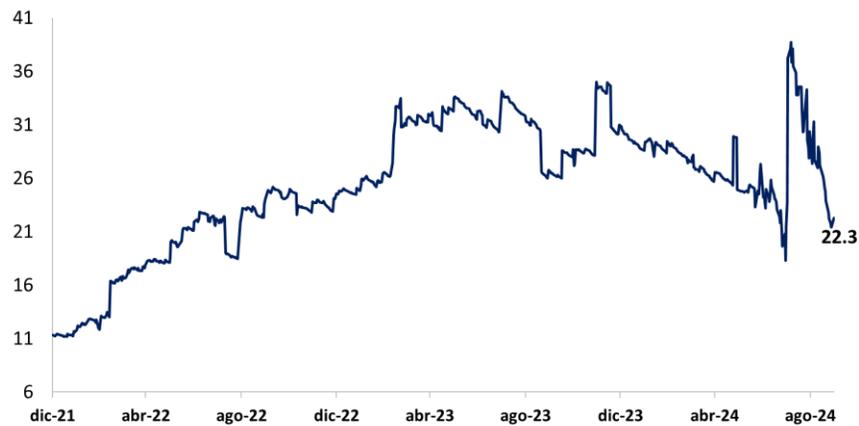
Gráfica 15. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)



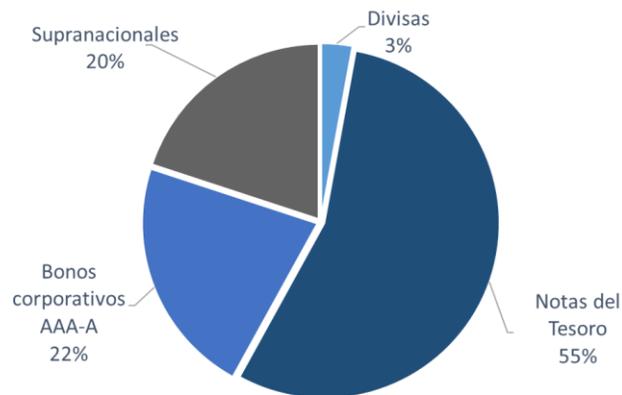
Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 22.3 pb (Gráfica 16), comparado con los 27.3 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 2.4 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de EE.UU. fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 55% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 22%. El resto de los activos en conjunto representaron el 23% del VaR total de la cartera (Gráfica 17). Se observó un aumento de la volatilidad del VaR durante el tercer trimestre del año, reflejando un sentimiento negativo ante los cambios en la política monetaria, aunque dicha volatilidad disminuyó con el tiempo.

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



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



b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

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

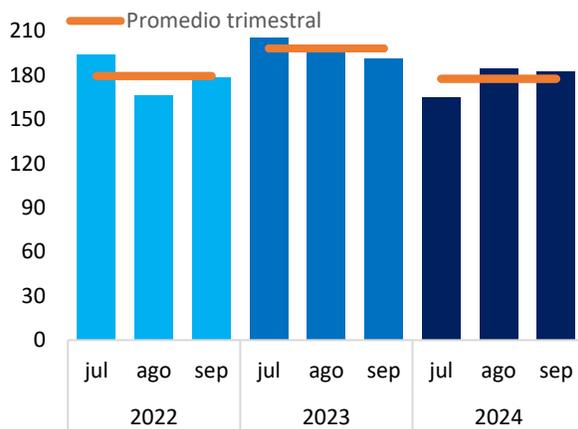
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
21%	68%	9%	0%	2%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

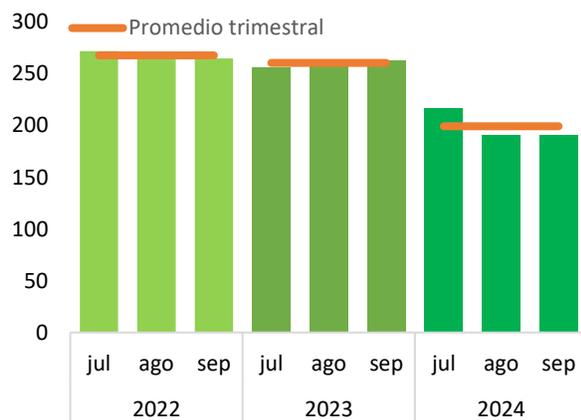
Durante el tercer trimestre del 2024, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre julio y septiembre la producción de petróleo promedió 177 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa una disminución de 10% contra el mismo trimestre de 2023. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 23% con un promedio de 199 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos¹ julio-septiembre

Gráfica 18. Petróleo
(Cifras en miles de barriles diarios)



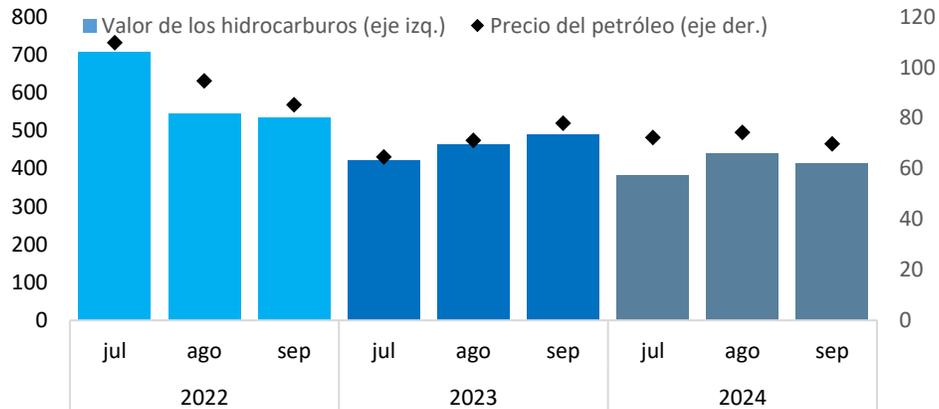
Gráfica 19. Gas natural
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 1,236 millones de dólares, monto 10% menor que el observado el mismo trimestre del 2023.

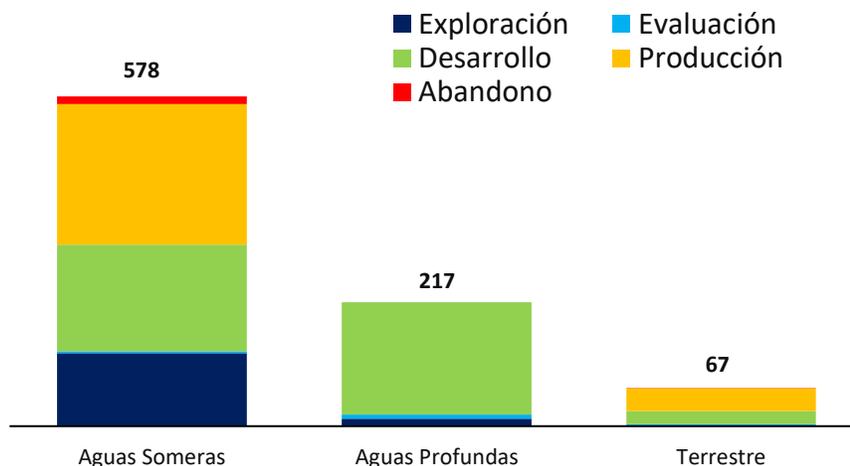
Gráfica 20. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ^{1,2}
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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 862 millones de dólares, de las cuales 578 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 217 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

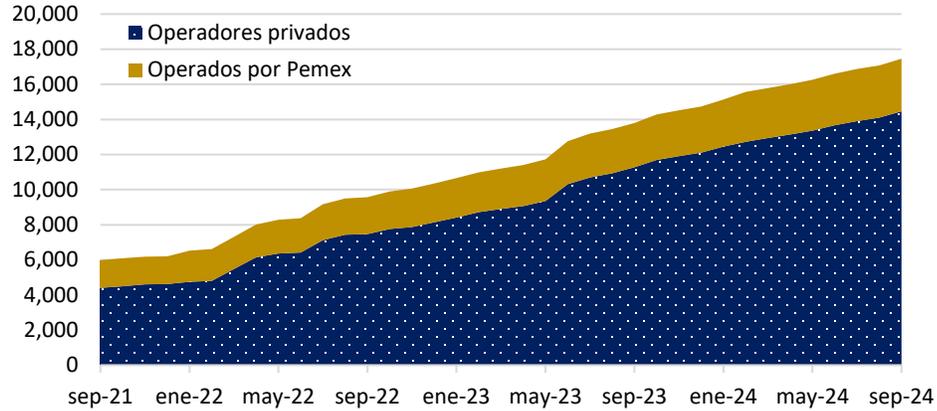
Gráfica 21. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
julio-septiembre
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al tercer trimestre de 2024 ascienden a 17,456 millones de dólares.

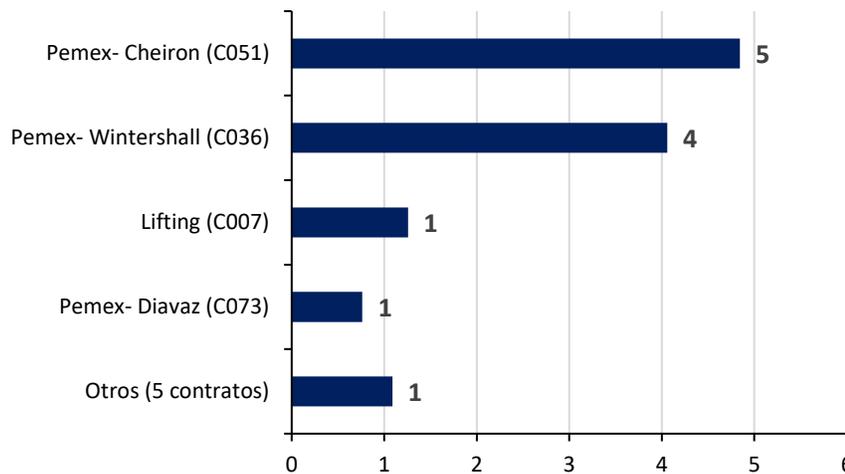
Gráfica 22. Inversión acumulada por tipo de operador
(Millones de dólares)



3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 22 de los 74 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 9 extrajeron petróleo, 21 gas natural y 18 condensados. La producción promedio fue de 12 mbd de petróleo y 58 mmpcd de gas natural.

Gráfica 23. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2 3}
julio-septiembre
(Cifras en miles de barriles diarios)

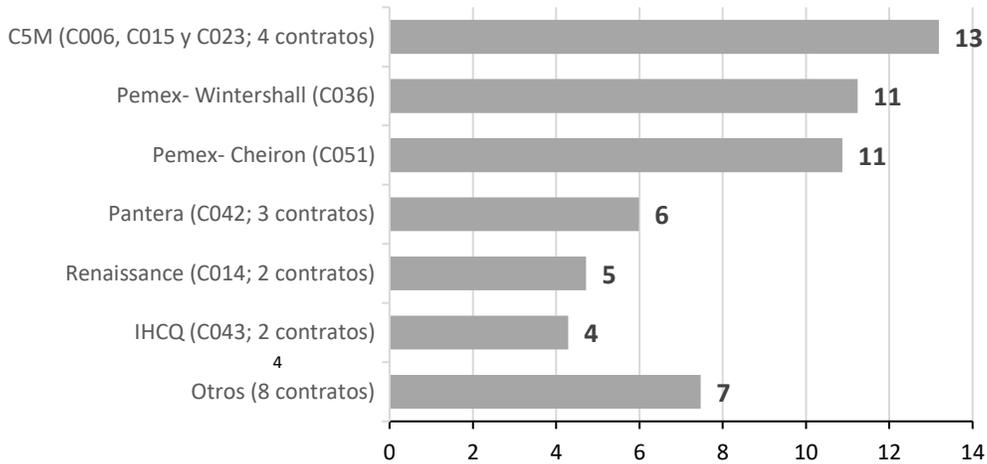


1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fue utilizado para los cálculos de realizados durante julio, agosto y septiembre.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

Gráfica 24. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3 4}
julio-septiembre
(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 junio, julio y agosto que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Grupo Mareógrafo (C017 y C018), Dunas (C019), GS Oil and Gas (C022), Jaguar (C045), VC-01 (C052) y Pemex-Diavaz (C073).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia el cual ascendió a 96 millones de dólares, de los cuales 28 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías¹¹. El 74% 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}
julio-septiembre
(Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
jul-24	30,442,100	2,214,516	6,805,558	9,020,074
ago-24	34,093,121	2,704,573	7,429,596	10,134,168
sep-24	31,557,773	2,443,192	6,886,041	9,329,233
Total	96,092,994	7,362,281	21,121,195	28,483,475

- Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre.
- 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%.

Este trimestre, la regalía base reflejó las condiciones favorables del mercado de petróleo, con lo que los mayores precios observados detonaron 22 tasas progresivas para el crudo. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 8.7% para petróleo, 2.9% para el gas natural asociado, 0.0% para el gas no asociado y 5.0% para los condensados.

Tabla 9. Regalía Base
julio-septiembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima ^{1/}	Tasa máxima	Tasa calculada ^{2/}	Regalía base ^{3/}	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	9.32%	8.71%	6,975,322	94.75%
Gas natural asociado	NA	5.58%	2.90%	240,227	3.26%
Gas natural no asociado	0.00%	6.09%	0.01%	556	0.01%
Condensados	5.00%	5.00%	5.00%	146,176	1.99%
Total				7,362,281	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
julio-septiembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{2/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	74,082,775	9,630,761	45.6%
Ronda 1.3	59%	15,163,146	8,911,793	42.2%
Ronda 2.2	26%	1,067,355	278,423	1.3%
Ronda 2.3	40%	5,778,815	2,300,217	10.9%
Total		96,092,091	21,121,195	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 35 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 39 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.

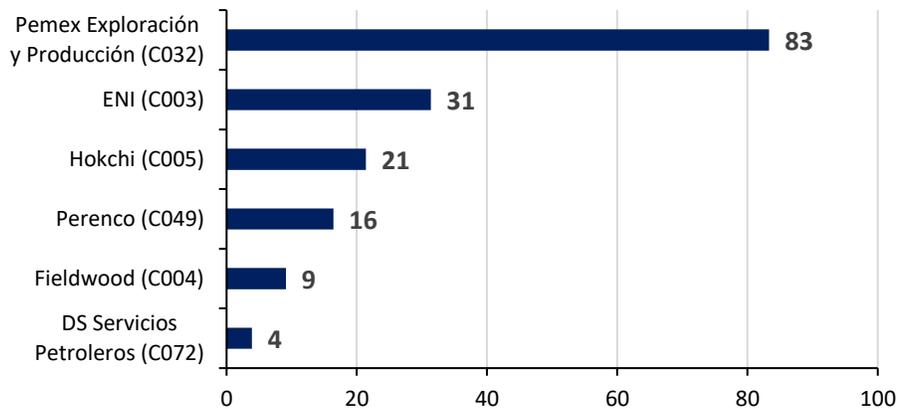
Este trimestre se implementaron diversos ajustes a contraprestaciones previamente calculadas, afectando un total de siete contratos. Estos ajustes fueron resultado de actualizaciones implementadas por la CNH, la cuales modificaron la extensión de las áreas contractuales, así como de modificaciones instruidas por la SHCP en la información de comercialización derivadas del ejercicio de sus facultades de verificación.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

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

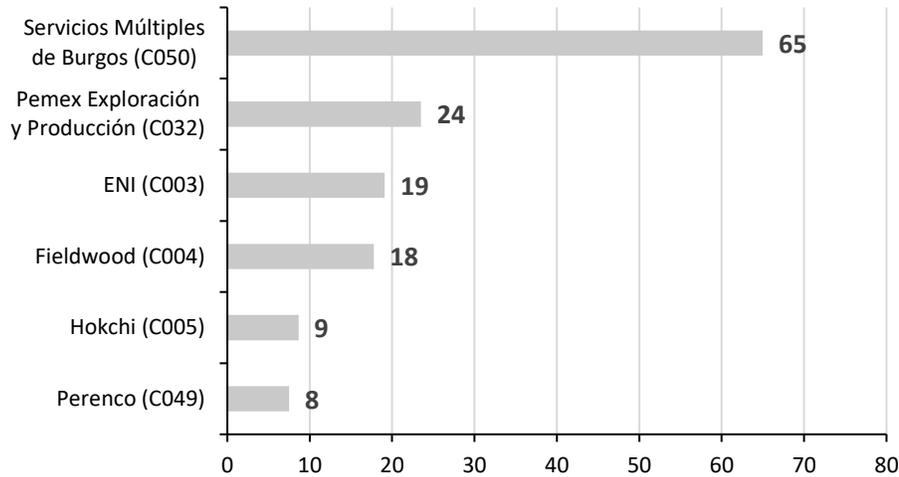
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 165 mbd de petróleo y 142 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue la principal fuente de crudo aportando el 50% del total.

Gráfica 25. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2}
julio-septiembre
(Cifras en miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Gráfica 26. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3}
julio-septiembre
(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 junio, julio y agosto que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre.
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 1,140 millones de dólares.

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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
jul-24	350,533,553	333,328,749	15,631,547	1,573,257
ago-24	407,060,452	395,916,803	8,759,449	2,384,200
sep-24	382,189,997	368,666,013	12,313,340	1,210,644
Total	1,139,784,003	1,097,911,565	36,704,337	5,168,101

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 21 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:

¹³ Exeptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Tabla 12. Distribución final de la producción ^{1 2}
julio-septiembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(Miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	8,765	4,021	53
Pemex	2,320	3,617	32
Operadores privados	4,139	5,775	48
Total	15,224	13,413	133

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 67 periodos correspondientes a 3 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la SHCP o modificaciones realizadas por parte de la CNH, en el ámbito de sus respectivas facultades, así como por la incorporación de nueva información de costos asociados al ciclo presupuestal 2022.

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 732 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 31 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado ¹
julio-septiembre
(Millones de dólares)

Comercializador	Ingresos por comercialización ²	Comisiones cubiertas ³ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁴	732.5	31.3

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 152 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 2,314 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 19,350,863 pesos, conforme a lo siguiente:

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

Concepto	3er Trimestre
Recursos Humanos	13.1
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	2.0
Otros Gastos de Operación	0.0
Subtotal	16.7
IVA	2.7
Total	19.4

^{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 12 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas relacionadas con la operación y funciones del fideicomiso. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

ii. Publicación de estadísticas

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

Durante el trimestre, el Fondo incorporó cuatro series estadísticas asociadas a los ingresos totales por los conceptos de exploración y extracción de hidrocarburos. Como resultado, el Fondo actualiza de manera mensual 4,713 series.

iii. Comunicación y difusión

En este periodo se concluyó con el rediseño del sitio web del Fondo, tanto en su versión de escritorio como en la de dispositivos móviles. Esto, con la finalidad de renovar la imagen de la página y hacer más fácil la navegación a través de la misma a los usuarios.

b. Fiscalización y Control Interno

i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

Auditoría 89

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

ii. Auditoría Interna

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

Durante el periodo, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría. Una vez que concluya la auditoría señalada, se informarán los resultados al Comité Técnico.

iii. Fortalecimiento al Control Interno

Durante este trimestre, se llevó a cabo la actualización de diferentes documentos normativos del fideicomiso. Lo anterior, con el fin de dar cumplimiento al programa y acuerdos establecidos con las áreas de control del Banco de México. Asimismo, se continuó con la revisión y actualización de las matrices de riesgo operativo de los diferentes procesos del Fondo, lo que permitirá incorporar nuevos riesgos, así como los controles asociados a los mismos.

c. Talleres para contratistas

En septiembre, el Fondo organizó el tercer taller del 2024 el cual estuvo 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 de las inversiones realizadas. En esta ocasión se contó con la asistencia de 96 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la SENER.