

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

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
octubre-diciembre 2024**

Ciudad de México, 23 de enero de 2025

INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE-DICIEMBRE 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.

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

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

Contenido

1.	ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1.	Ingresos	4
a.	Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b.	Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2.	Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.	7
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	15
2.2	Administración de riesgos.....	18
a.	Cumplimiento de límites de riesgo	18
b.	Cumplimiento de los lineamientos de inversión	19
3.	ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS ...	20
3.1	Contratos de licencia con producción	22
3.2	Contratos de producción compartida con producción	25
4.	ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	28
4.1.	Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	28
4.2.	Estados que muestran la situación financiera del Fondo	28
4.3.	Otras actividades relevantes	28
a.	Transparencia y acceso a la información pública	28
i.	Atención a solicitudes de acceso a la información	28
ii.	Publicación de estadísticas	28
iii.	Comunicación y difusión	29
b.	Fiscalización y Control Interno	29
c.	Talleres para contratistas	30
d.	Calendario de Transferencias	30
e.	Gasto de Operación y Mecanismos de financiamiento del Gasto	30
f.	Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco	31

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 286 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 84,087 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 75% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 24% y los de exploración el 1%.

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	octubre-diciembre 2023	octubre-diciembre 2024	Δ% (2024 vs. 2023)
Derecho por la Utilidad Compartida	69,665	63,032	-10%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	16,976	20,151	19%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	443	904	104%
Total	87,084	84,087	-3%

En el cuarto trimestre, destaca la disminución del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), atribuida a la reducción de la tasa del DUC, la cual disminuyó del 40% en 2023 al 30% en 2024. Por otra parte, el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) registró un incremento con respecto al mismo periodo del año anterior, derivado de la recepción de los recursos diferidos correspondientes a agosto². Finalmente, para el Derecho de Exploración (DEXPH), las recepciones se incrementaron cada mes respecto a lo recibido en el mismo trimestre del año anterior.

A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a diciembre 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 30 de octubre en el Diario Oficial de la Federación.

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



Cabe señalar que durante el trimestre se aprobó y publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2025, en la cual se prevé la creación del Derecho Petrolero para el Bienestar. El mencionado derecho deberá ser enterado al Fondo por Pemex, en su carácter de asignatario, a partir del 2025 mediante pagos provisionales mensuales en sustitución de los derechos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como del de utilidad compartida.

Por lo anterior, durante el trimestre el Fondo ha realizado las gestiones y configuraciones necesarias en su infraestructura tecnológica y de sistemas, con la finalidad de que a partir de febrero de 2025, se reciban y registren adecuadamente en la contabilidad del Fondo los pagos del referido derecho por parte del asignatario.

b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

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:

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.

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

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	312	
Regalía Adicional		6
Regalía Base		3
Penas convencionales ^{3/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{4/}		556
Total	312	565

^{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.

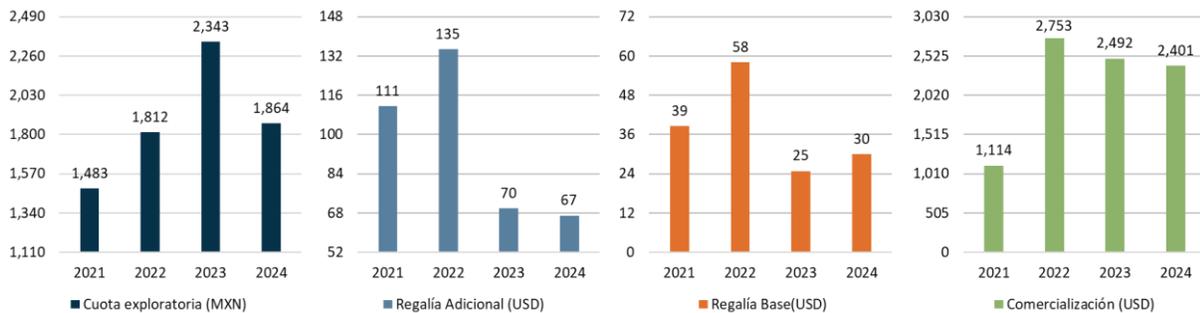
^{2/} Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a \$38,299 dólares.

^{4/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$242,617 dólares

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 – diciembre
 (Millones)



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

En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, destaca el incremento de la regalía base. En 2024, el precio promedio para la Mezcla Mexicana de Exportación fue de \$70.67 dólares por barril, frente a los \$71.16 dólares por barril en 2023, lo que representa una disminución del 0.7%. En el último trimestre, el precio promedio fue de \$65.56 dólares por barril en comparación con los \$74.44 dólares por barril para el mismo periodo del año anterior.

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:

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

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	564
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)	96,062
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	33
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	96,029
Total	96,630

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

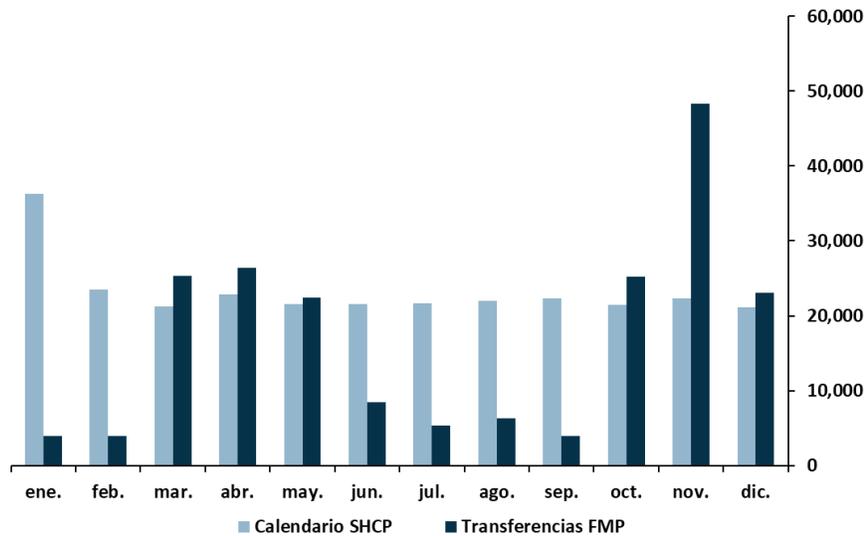
^{2/} A partir de 2021, este rubro reemplazó a los Fondos de Ciencia y Tecnología, en atención a las reformas realizadas a diversos ordenamientos legales, mediante Decreto publicado en el DOF el 6 de noviembre de 2020.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el cuarto trimestre ascendieron a 96,630 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 202,584 millones de pesos equivalentes al 0.6% 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 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.

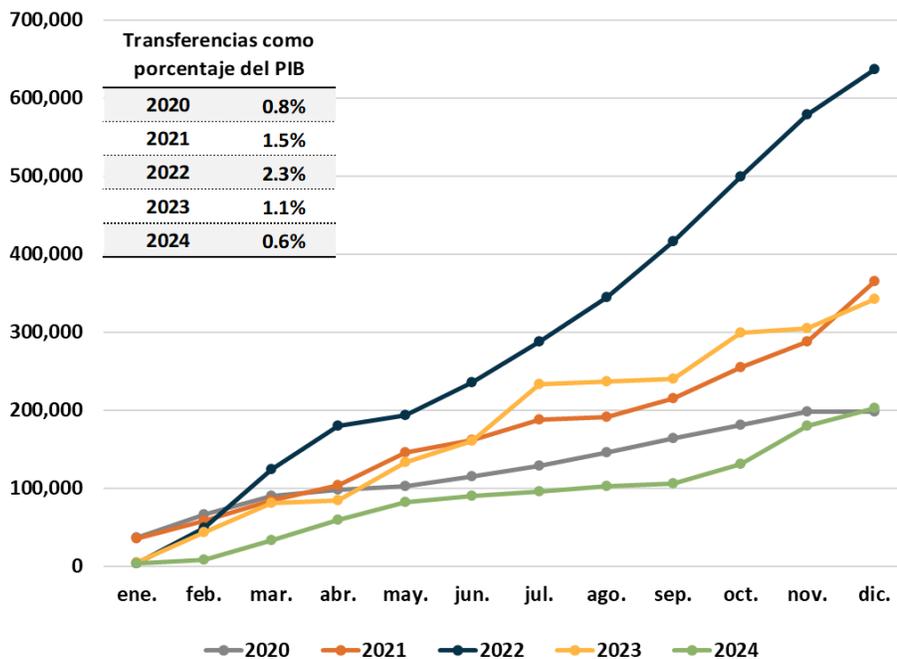
⁵ Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y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

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 cuarto trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 20 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 14 constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 172 títulos de asignación, para lo cual esa empresa pública del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex una constancia de inscripción.

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

Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de diciembre 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 diciembre 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 diciembre 2024.

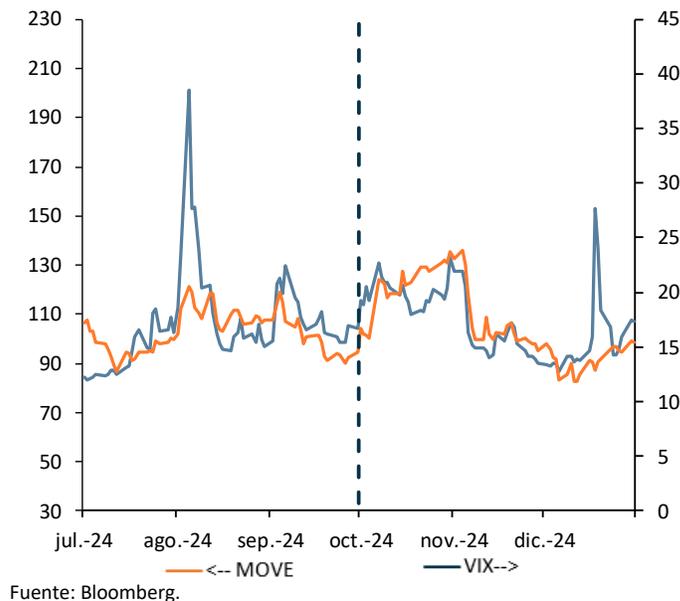
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

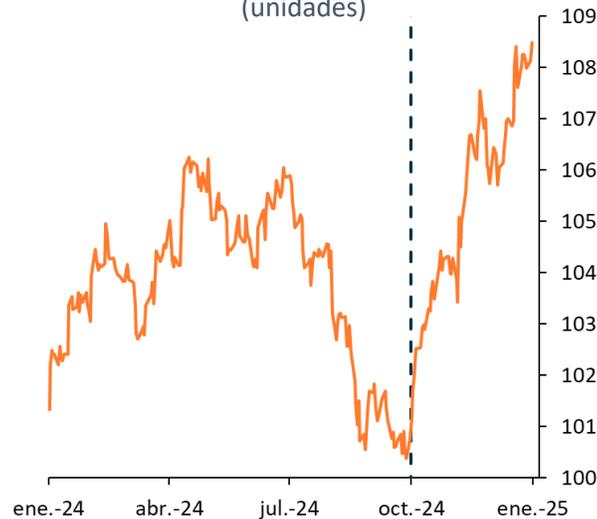
El trimestre se caracterizó por el regreso de episodios de volatilidad, impulsados por diversos sucesos macroeconómicos y políticos a lo largo del período. En este sentido, los principales indicadores de volatilidad incrementaron de forma importante hacia finales de octubre e inicios de noviembre, y finales de diciembre. El índice de volatilidad de tasas de interés en Estados Unidos (MOVE) alcanzó niveles no vistos desde octubre del año pasado y el de volatilidad de las opciones sobre el S&P 500 (VIX) alcanzó niveles no vistos desde agosto (Gráfica 5).

Gráfica 5. Índices de volatilidad MOVE y VIX
(Puntos base)



Este entorno de alta incertidumbre global fue impulsado a su vez por las expectativas y los resultados de las elecciones presidenciales en Estados Unidos, lo que contribuyó a que el índice del dólar estadounidense registrara un aumento de 7.65% (Gráfica 6).

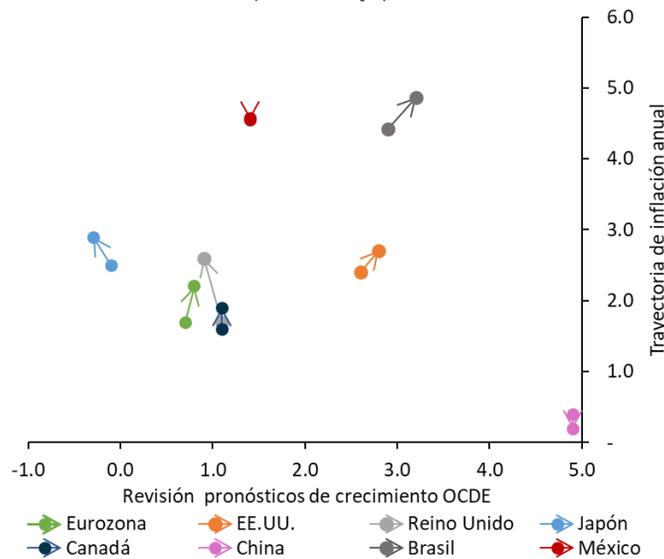
Gráfica 6. Índice DXY
(unidades)



Las tensiones políticas en otros países desarrollados contribuyeron a este clima de inestabilidad. En Francia, la incertidumbre sobre el estado del gobierno del primer ministro Michel Barnier aumentó ante las amenazas de moción de censura por parte del partido de extrema derecha “Agrupación Nacional”, que condicionó su apoyo al cumplimiento de ciertas demandas presupuestarias. Esto generó preocupación sobre la capacidad del país para aprobar el presupuesto de 2025, llevando la tasa de los bonos franceses a 10 años a niveles similares a los de los bonos griegos, tradicionalmente asociados con mayor riesgo. Por su parte, en Canadá, el descontento sobre las políticas económicas y climáticas del primer ministro Justin Trudeau intensificó la desaprobación sobre su régimen, mientras que en el Reino Unido la llegada de un gobierno laborista, tras años de hegemonía conservadora, despertó inquietudes respecto a las posibles repercusiones de sus políticas fiscales, incluidas el aumento del déficit y mayores impuestos. En China, los resultados mixtos sobre el desempeño económico generaron dudas sobre si el estímulo combinado del gobierno y el banco central sería suficiente para alcanzar el ambicioso objetivo de crecimiento del 5%, lo que añadió presión al sentimiento global.

A nivel mundial, el cuarto trimestre se caracterizó por inflaciones más resilientes, aún cuando alcanzaron niveles cercanos a los objetivos de los bancos centrales, mientras que la actividad económica tuvo un comportamiento mixto, lo que se reflejó en las expectativas de crecimiento para 2024 de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) (Gráfica 7).

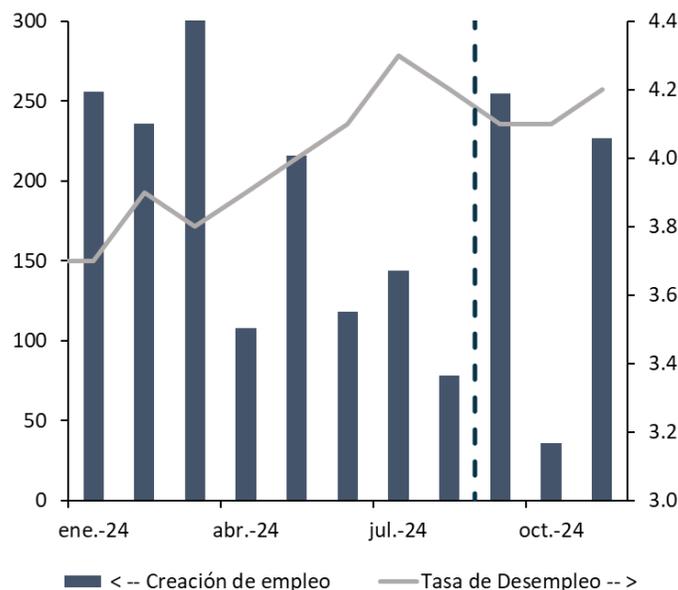
Gráfica 7. Cambio en la inflación y expectativas de crecimiento de la OCDE durante el cuarto trimestre
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

En Estados Unidos, a inicios de octubre se publicaron las cifras del sector laboral para el mes de septiembre, que mostraron una creación de empleo no agrícola de 254 mil, superando las 183 mil plazas creadas en promedio durante los primeros 8 meses del año, al tiempo que la tasa de desempleo cayó de 4.2% a 4.1% (Gráfica 8). Esto puso en duda la magnitud de la debilidad en el mercado laboral de Estados Unidos, que había provocado el inicio del ciclo de flexibilización de la Reserva Federal unas semanas antes, generando incertidumbre en el mercado sobre sus futuras acciones.

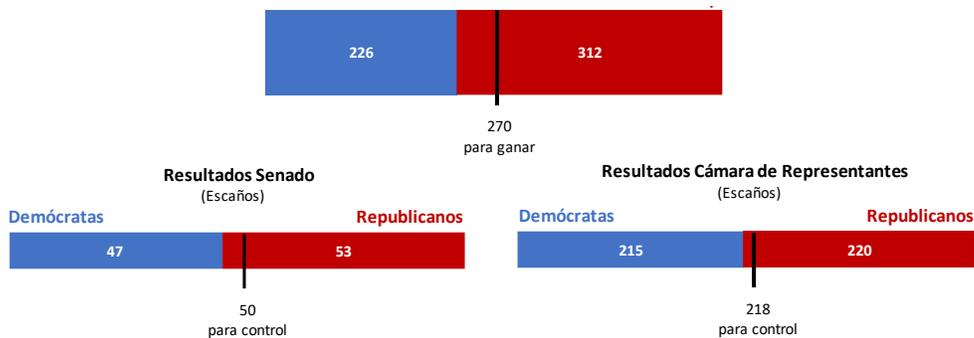
Gráfica 8. Creación de nóminas no agrícolas y tasa de desempleo
(Miles de puestos, porcentaje)



Fuente: Bloomberg

En noviembre, la incertidumbre en torno a las elecciones presidenciales de Estados Unidos se intensificó con los resultados de una encuesta realizada por la reconocida Ann Selzer, que mostró a Kamala Harris con una ventaja sobre Donald Trump en Iowa, un estado tradicionalmente republicano. Sin embargo, Donald Trump recuperó la presidencia al obtener 312 votos electorales frente a los 226 de Harris. Además, los republicanos consolidaron el control del Senado con una mayoría de 54 escaños frente a los 46 de los demócratas. En la misma línea, en la Cámara de Representantes, los republicanos también lograron una mayoría, aunque más ajustada, con 220 escaños frente a 215 de los demócratas (Gráfica 9).

Gráfica 9. Resultados contienda presidencial EE.UU. noviembre 2024

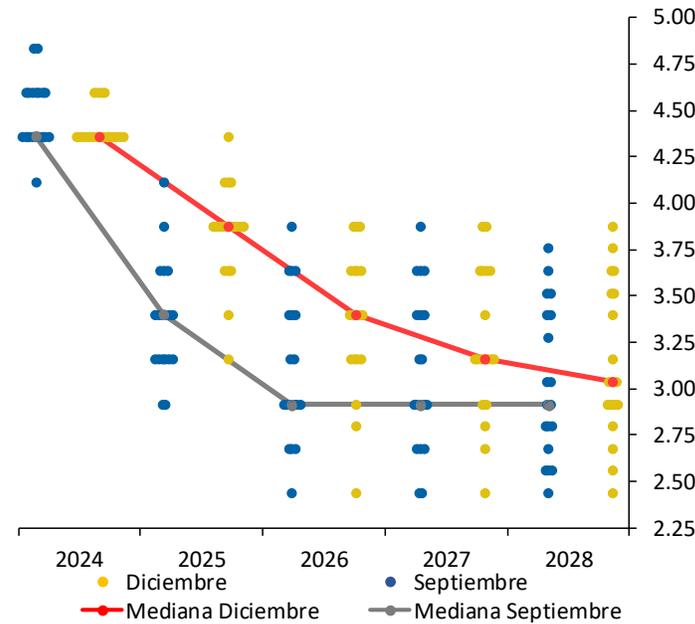


Fuente: Bloomberg

La llamada "oleada roja", con los republicanos controlando la presidencia, el Senado y la Cámara de Representantes, podría llevar a un aumento en el déficit fiscal si se materializan recortes fiscales destinados a estimular la inversión y el crecimiento económico. Adicionalmente, se espera la implementación de políticas proteccionistas, incluidas alzas en los aranceles, lo que podría generar tensiones en el comercio internacional. Ante este panorama, potencialmente inflacionario, las expectativas sobre la Reserva Federal apuntaron hacia movimientos más graduales en la flexibilización de la política monetaria.

Hacia finales de año, los participantes del mercado comenzaron a centrarse en las acciones de la Reserva Federal en el mediano plazo, sobre todo dados los efectos que las políticas de la administración entrante podrían tener sobre el mandato del banco central. Esto resultó en una Reserva Federal más restrictiva, donde a pesar de recortar el rango objetivo para la Tasa de Fondos Federales, las proyecciones de los miembros del Comité Federal de Mercado Abierto para la trayectoria de esta incrementaron con respecto a las de su reunión de septiembre a lo largo de todo el horizonte (Gráfica 10).

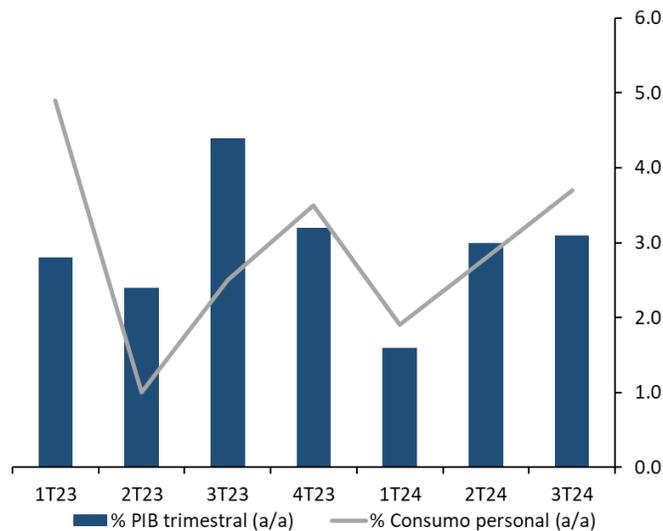
Gráfica 10. Proyecciones para la tasa de referencia de los miembros del FOMC
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Los datos publicados para el crecimiento económico del tercer trimestre de Estados Unidos mostraron un avance sólido, con el PIB incrementando 0.8% respecto al trimestre anterior, superando el crecimiento del segundo trimestre de 0.7%. En términos anualizados, el PIB creció un 3.1% entre julio y septiembre, por encima del 2.8% inicialmente estimado. Este avance estuvo impulsado principalmente por la fortaleza del gasto de los consumidores, el aumento en las exportaciones y un mayor gasto gubernamental. (Gráfica 11)

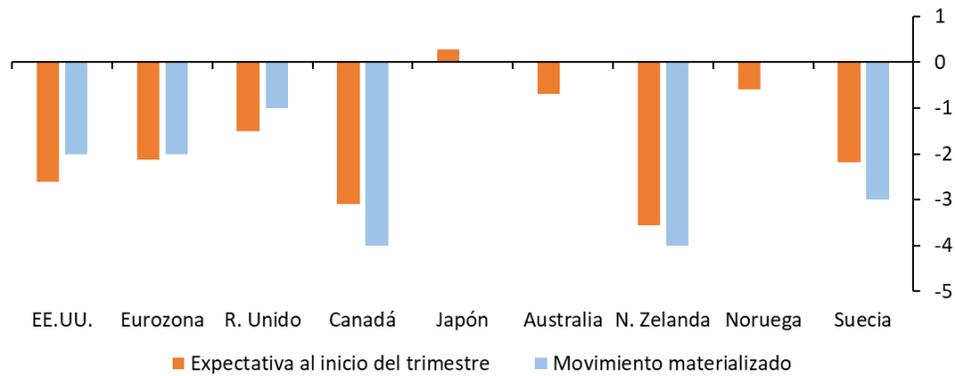
Gráfica 11. PIB EE.UU.
(Porcentaje trimestral anualizado)



Fuente: Bloomberg

En este entorno, los principales bancos centrales adoptaron políticas monetarias más flexibles en respuesta a la desaceleración económica y a niveles de inflación cercanos a sus objetivos. La mayoría de ellos decidió hacer movimientos más cautelosos y moderados derivado de la incertidumbre comercial de la nueva administración de Estados Unidos y la posible implementación de aranceles más altos que podrían tener un impacto en la economía global. En particular, la Reserva Federal de Estados Unidos redujo las tasas de interés en 50 puntos base (pb), llevándola a un rango entre 4.25% y 4.50% (Gráfica 12).

Gráfica 12. Movimientos de 25 pb en las tasas de referencia de bancos centrales seleccionados
(Número de movimientos)

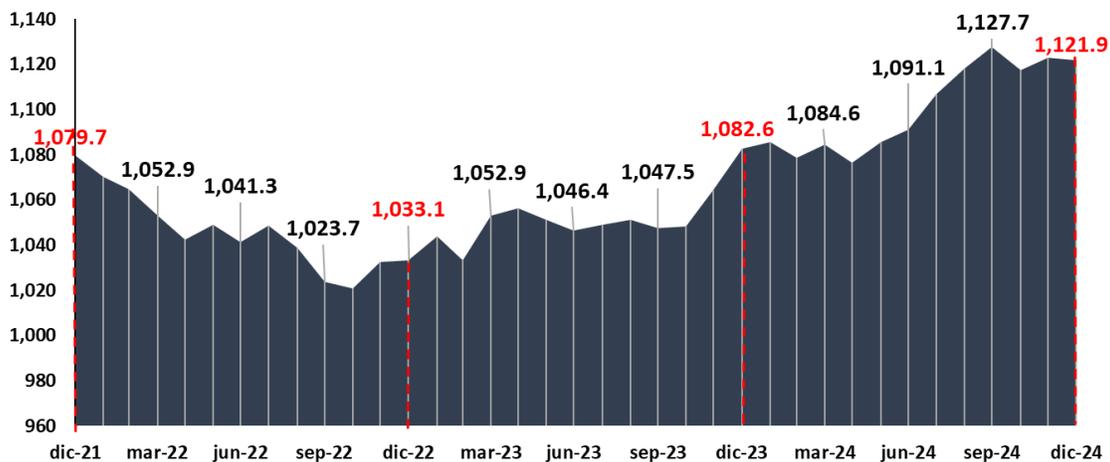


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

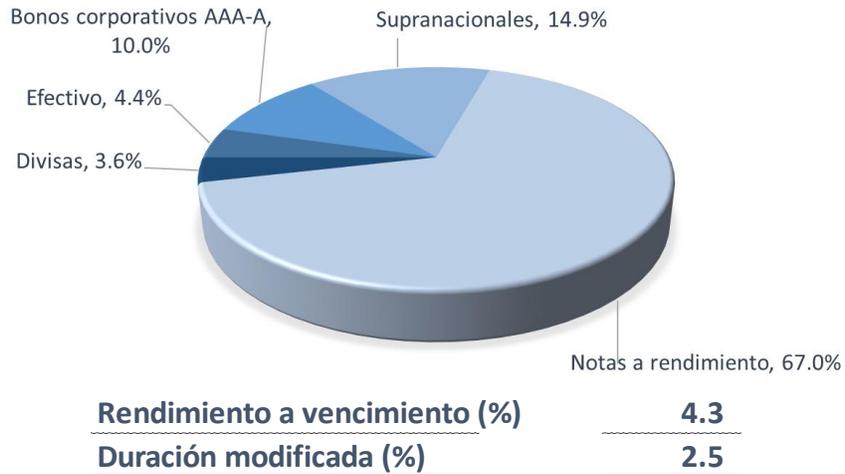
La cartera de inversión presentó un rendimiento de -0.5%, cinco puntos base por arriba del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,121.9 millones de dólares.

Gráfica 13. Valor de la reserva del Fondo
(Millones de dólares)



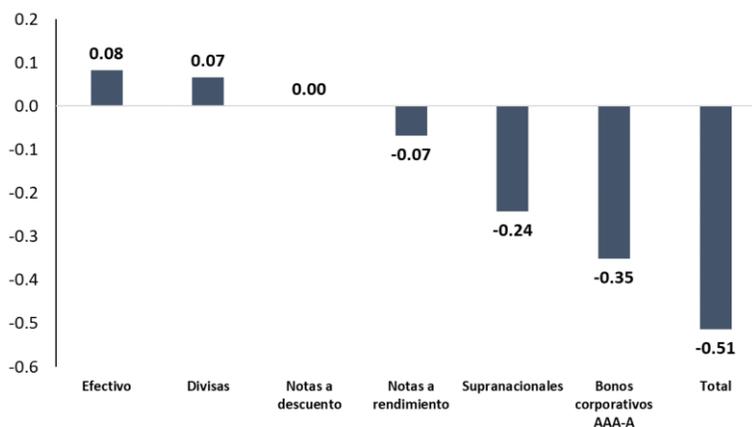
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos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

Gráfica 14. Composición de la cartera de inversión al cierre de diciembre



Durante el trimestre, el rendimiento de la cartera se vio principalmente afectado por el desempeño negativo de los bonos supranacionales y corporativos, restando 24 y 35 puntos base respectivamente. En un entorno de tasas de interés a la alza, impulsado por expectativas de menores recortes en la política monetaria, el desempeño de las notas del Tesoro estadounidense también fue negativo, con una reducción de 7 puntos base al rendimiento total. Por otro lado, la cartera mantuvo una exposición en efectivo a través de posiciones en depósitos, las cuales contribuyeron con 8 puntos base adicionales al rendimiento total. Finalmente, el sector de divisas mostró un desempeño positivo, aportando 7 puntos base durante el periodo.

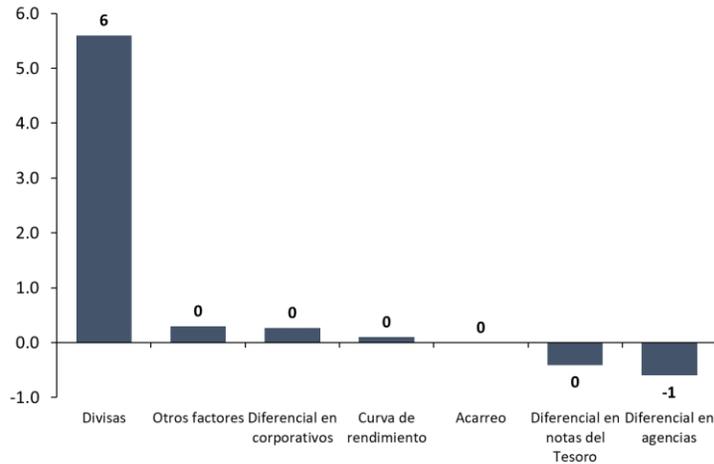
Gráfica 15. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Porcentaje)



En el detalle, los 5 puntos base de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican principalmente por el factor de divisas⁷, el cual tuvo una contribución de 6 puntos base gracias a las posiciones en euro, libra esterlina, corona noruega y dólar australiano en el periodo, mientras que los otros factores tuvieron impactos marginales. (Gráfica 16).

Gráfica 16. 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 atribución⁸. Se observa un efecto positivo de 4 puntos base como resultado del efecto por divisas derivado de las posiciones tomadas en el periodo que se mencionaron anteriormente. En cuanto a la asignación de activos, esta no contribuyó significativamente, ya que la pérdida en las notas a descuento y efectivo fue compensada por los depósitos en divisas, lo que resultó en un total neto de 0 pb en este factor. Por último, la selección de instrumentos restó 1 pb y los costos de transacción sumaron 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	0	-1	2	4	5
Notas a descuento y Efectivo	-3	0	0	0	-3
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	-1	0	0	0
Supranacionales	0	0	0	0	0
Divisas	3	0	1	4	8

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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.

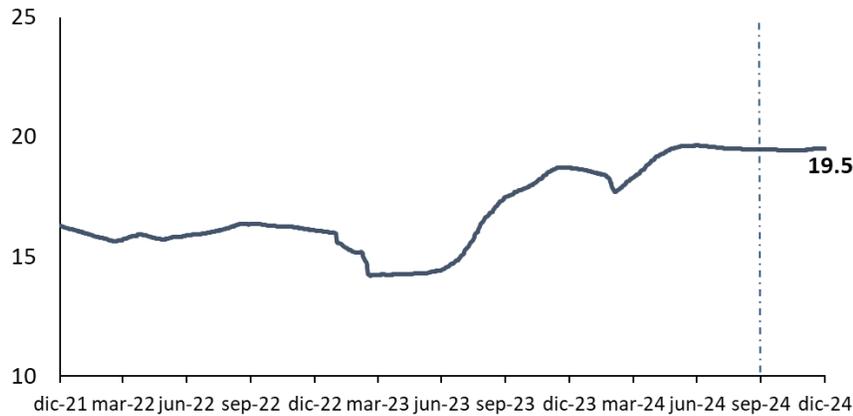
⁸ Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error⁹ 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 17. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)

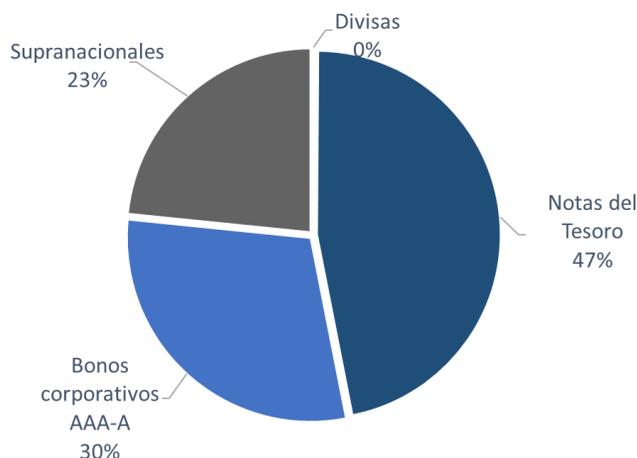


Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 17.9 pb (Gráfica 18), comparado con los 22.3 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 2 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de Estados Unidos fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 47% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 30%. El resto de los activos en conjunto representaron el 23% del VaR total de la cartera (Gráfica 19). Se observó una disminución en la volatilidad del VaR durante el cuarto trimestre, lo que refleja un enfoque cauteloso ante los cambios en la política monetaria.

Gráfica 18. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Puntos base)



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 19. 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 diciembre

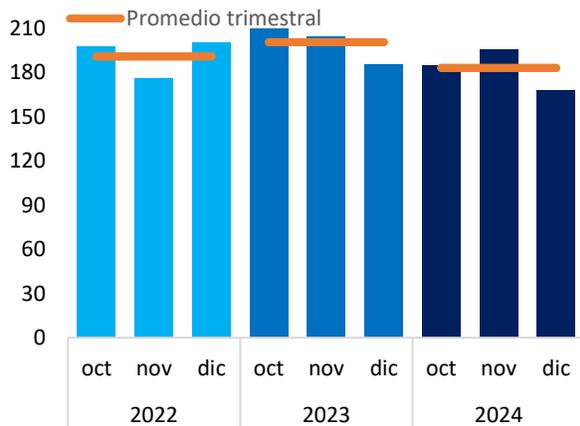
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
15%	68%	8%	0%	8%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

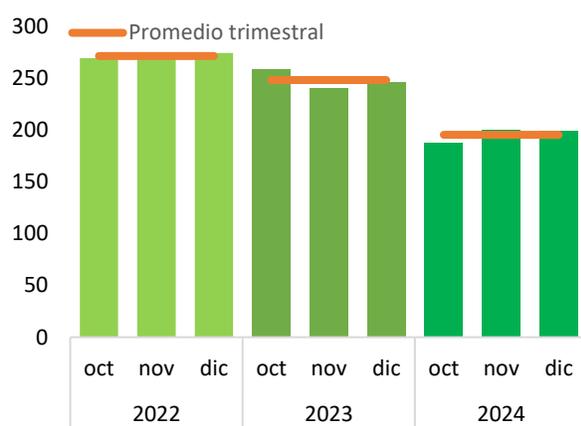
Durante el cuarto trimestre del 2024, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre octubre y diciembre la producción de petróleo de dichos contratistas promedió 183 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa una disminución de 9% contra el mismo trimestre de 2023. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 21% con un promedio de 196 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos¹ octubre-diciembre

Gráfica 20. Petróleo
(Cifras en miles de barriles diarios)



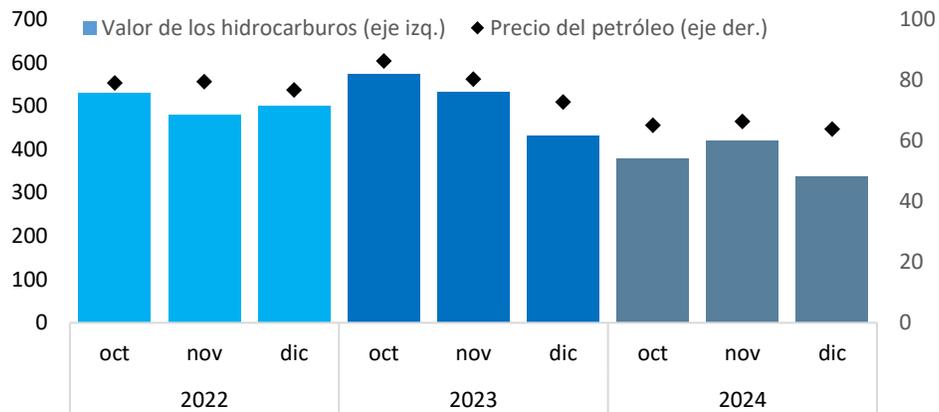
Gráfica 21. Gas natural
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 1,136 millones de dólares, monto 26% menor que el observado el mismo trimestre del 2023.

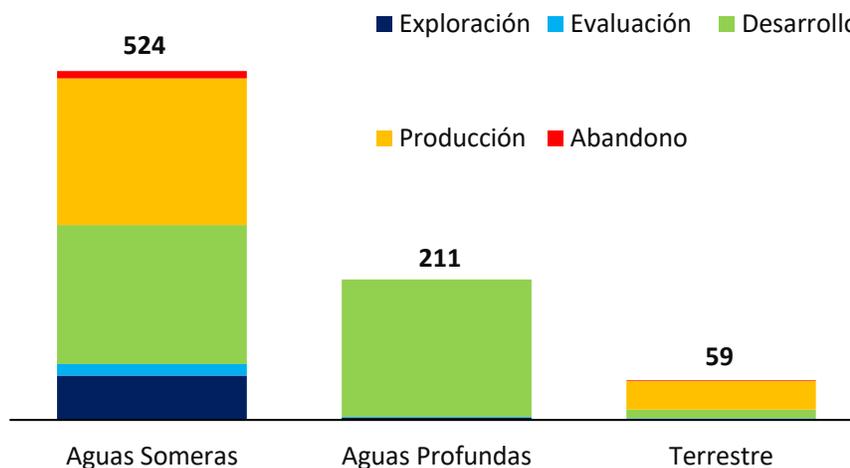
Gráfica 22. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ^{1 2}
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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 794 millones de dólares, de las cuales 524 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 211 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

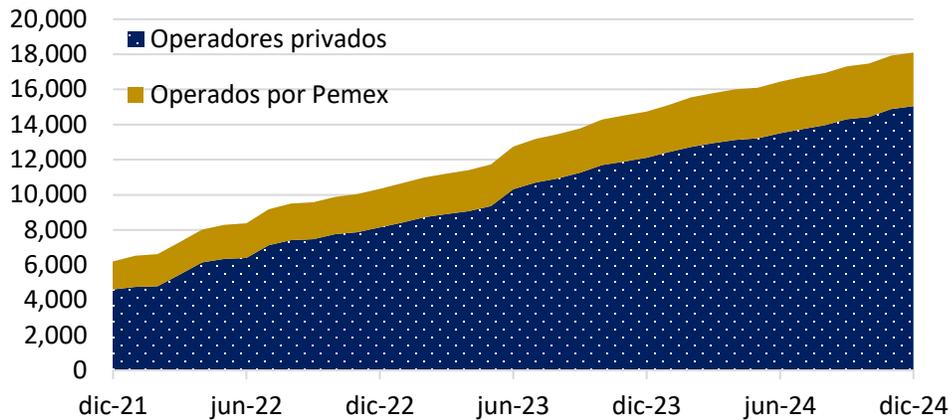
Gráfica 23. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
octubre-diciembre
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al cuarto trimestre de 2024 ascienden a 18,102 millones de dólares.

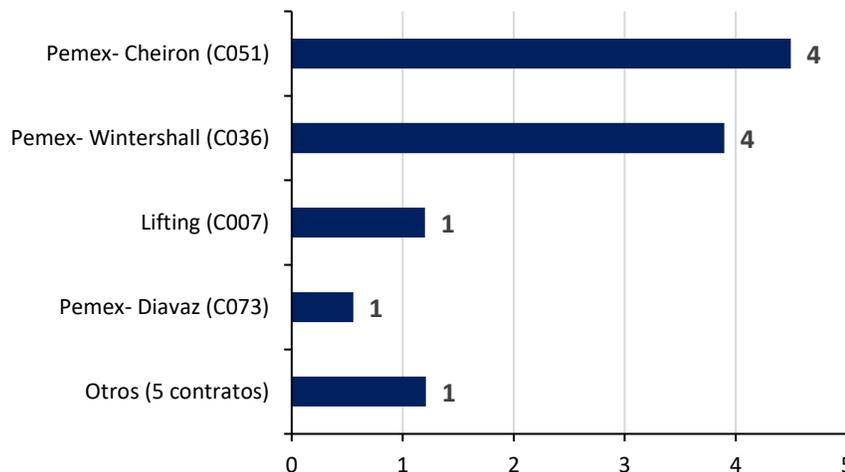
Gráfica 24. Inversión acumulada por tipo de operador
(Millones de dólares)



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 19 condensados. La producción promedio fue de 11 mbd de petróleo y 58 mmpcd de gas natural.

Gráfica 25. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista ^{1 2 3}
octubre-diciembre
(Cifras en miles de barriles diarios)

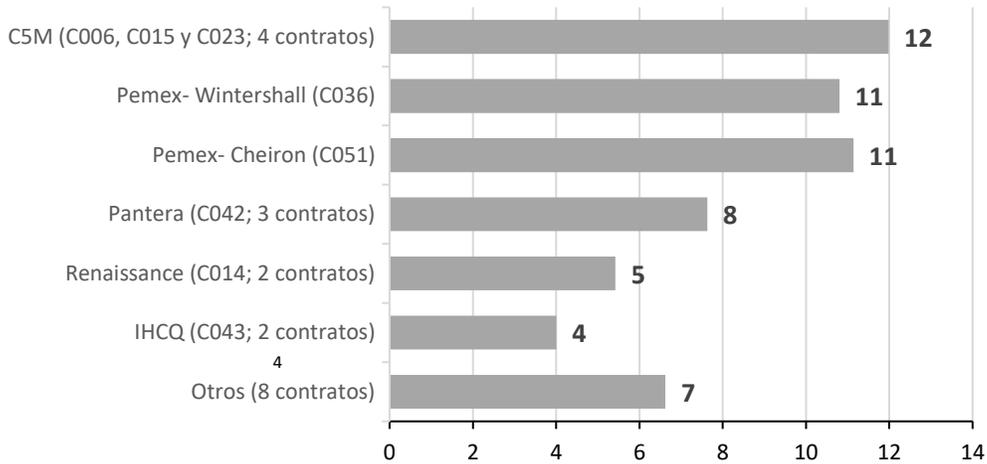


1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue utilizado para los cálculos realizados durante octubre, noviembre y diciembre.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

Gráfica 26. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista ^{1 2 3 4}
 octubre-diciembre
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
2. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre que fueron utilizados para los cálculos realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
4. 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 83 millones de dólares, de los cuales 24 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías¹⁰. El 76% 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 licitaciones¹¹.

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

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
oct-24	27,517,972	1,890,554	6,109,939	8,000,494
nov-24	29,309,470	2,090,385	6,411,078	8,501,464
dic-24	26,170,798	1,793,841	5,996,244	7,790,085
Total	82,998,240	5,774,781	18,517,261	24,292,042

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

¹⁰ 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.

¹¹ 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 17 tasas progresivas para el crudo. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 8% para petróleo, 3% para el gas natural asociado, 0.1% para el gas no asociado y 5% para los condensados.

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

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima ^{1/}	Tasa máxima	Tasa calculada ^{2/}	Regalía base ^{3/}	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	8.47%	7.98%	5,400,766	93.52%
Gas natural asociado	NA	5.56%	2.86%	240,315	4.16%
Gas natural no asociado	0.00%	6.04%	0.07%	2,820	0.05%
Condensados	5.00%	5.00%	5.00%	130,879	2.27%
Total				5,774,781	100%

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

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

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Tabla 10 Regalía Adicional¹
octubre-diciembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{2/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	62,966,423	8,185,635	44.2%
Ronda 1.3	58%	13,769,957	8,022,154	43.3%
Ronda 2.2	25%	1,125,551	285,106	1.5%
Ronda 2.3	39%	5,136,310	2,024,367	10.9%
Total		82,998,240	18,517,261	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 24 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 45 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.

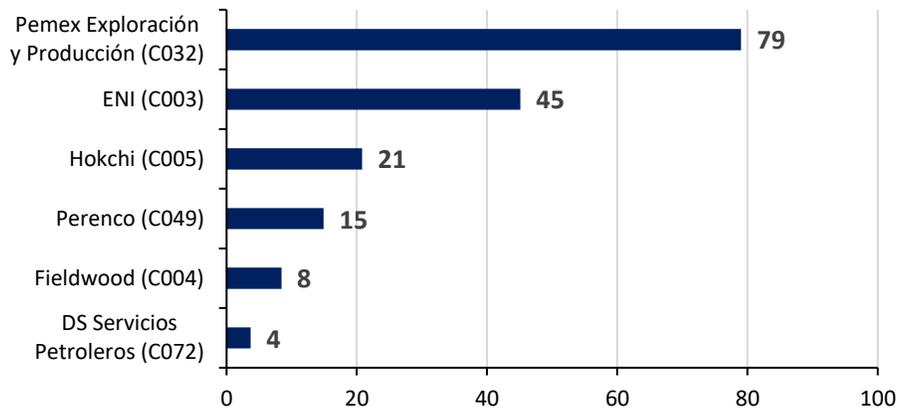
Este trimestre se implementaron diversos ajustes a contraprestaciones previamente calculadas, afectando un total de cuatro contratos. Estos ajustes fueron resultado de modificaciones instruidas por la SHCP en la información de comercialización derivadas del ejercicio de sus facultades de verificación.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

Durante el trimestre, 7 de los 34 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo; 5 de ellos reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado; 1 reportó gas natural no asociado y condensados; el contrato restante extrajo únicamente petróleo.

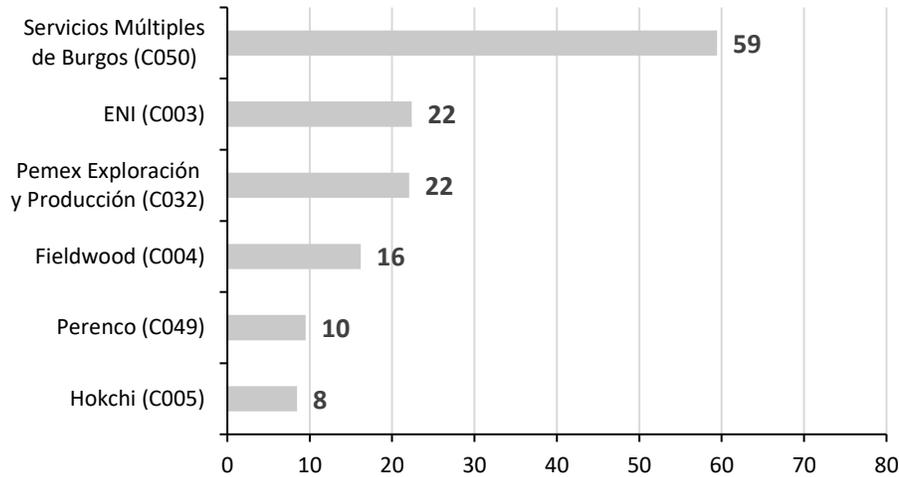
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 172 mbd de petróleo y 138 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 46% del total.

Gráfica 27. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2}
 octubre-diciembre
 (Cifras en miles de barriles diarios)



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

Gráfica 28. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3}
 octubre-diciembre
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
2. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre que fueron utilizados para los cálculos realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
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 de hidrocarburos, la regalía base y una participación sobre la utilidad operativa del proyecto, mismas que se pagan en especie¹². 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 1,053 millones de dólares.

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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
oct-24	351,148,038	338,558,708	11,307,857	1,281,473
nov-24	390,259,491	379,004,431	9,869,053	1,386,006
dic-24	311,722,173	301,247,556	9,107,440	1,367,176
Total	1,053,129,701	1,018,810,695	30,284,350	4,034,656

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

El Fondo emitió 19 certificados que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones.

Conforme a lo calculado por el Fondo para el trimestre, la distribución final de los hidrocarburos entre los participantes de los contratos fue la siguiente:

¹² Exceptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Tabla 12. Distribución final de la producción ^{1 2}
octubre-diciembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(Miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	8,830	4,157	50
Pemex	2,045	3,240	29
Operadores privados	4,770	5,543	46
Total	15,645	12,940	125

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

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 95 periodos correspondientes a 4 contratos. 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 2024.

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 556 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 26 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

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

Comercializador	Ingresos por comercialización ²	Comisiones cubiertas ³ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁴	555.9	25.8

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Perenco (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (C004) y Hokchi (C005).
2. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 243 mil dólares.
3. Contraprestación por los servicios de comercialización de acuerdo con la información reportada por P.M.I. en el SIPAC.
4. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Adicionalmente, el Fondo, a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,879 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹³.

¹³ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 del contrato de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Durante el trimestre, los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la operación del fideicomiso ascendieron a 18,170,026 pesos, conforme a lo siguiente:

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

Concepto	4to Trimestre
Recursos Humanos	12.4
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	1.7
Otros Gastos de Operación	0.0
Subtotal	15.7
IVA	2.5
Total	18.2

^{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 8 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 más de 4,700 series.

iii. Comunicación y difusión

Durante este periodo, se actualizó el diseño de las plantillas utilizadas para publicar en la cuenta de X (Twitter) del Fondo las principales estadísticas de este fideicomiso, así como la información de los precios del petróleo.

b. Fiscalización y Control Interno

i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

Auditoría 89

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, concluyó sin observaciones para el Fondo, lo cual se hizo constar mediante la correspondiente acta de resultados finales.

La citada auditoría tuvo 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.

Auditoría 68

La ASF notificó al Fondo que no advierte acciones de seguimiento pendientes por parte del Banco de México en su carácter de fiduciario en el FMPED respecto a las recomendaciones realizadas en 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 a la revisión de la cuenta pública 2022.

Auditoría Interna

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

La Unidad de Auditoría del Banco de México concluyó con los trabajos de la auditoría GAS-04/24, en la que determinó que el Fondo cumple de manera razonable con los controles de seguridad informática en la infraestructura tecnológica que permite el envío y recepción de la mensajería electrónica necesaria en la concertación y liquidación de las operaciones realizadas por el Fondo.

Auditoría GAS-16/25 “Administración de la Reserva del FMPED”.

La Unidad de Auditoría del Banco de México notificó al Fondo que como parte del “Programa Anual de Revisiones 2025”, llevará a cabo durante el último trimestre del año la auditoría GAS-16/25 “Administración de la Reserva del FMPED”, la cual tendrá por objeto verificar que la administración de la Reserva del FMPED se realice conforme a la normativa aplicable y que se cuente con la documentación que soporte las operaciones. Asimismo, evaluará que se cuente con mecanismos de control que permitan mitigar los riesgos inherentes.

ii. Auditor Externo

En diciembre, la Comisión de Vigilancia de la Auditoría Superior de la Federación en la Cámara de diputados aprobó por unanimidad la nueva designación de la firma KPMG Cárdenas Dosal, S.C., para fungir como auditor externo del Banco de México y del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo para el periodo 2024–2028.

La firma de auditoría designada como auditor externo del Fondo, iniciará en los próximos días la revisión de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2024.

iii. Fortalecimiento al Control Interno

En este trimestre, en conjunto con la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos del Banco de México, se llevó a cabo la evaluación de los proveedores de bienes y servicios del Fondo, con la finalidad de establecer la relación que se tiene con estos desde el punto de vista de la continuidad operativa y la seguridad de la información.

Adicionalmente, se concluyó con la revisión de los privilegios de acceso a las diferentes herramientas de tecnologías de la información utilizadas, en cumplimiento a lo establecido en el plan de trabajo de ciberseguridad del Fondo.

c. Talleres para contratistas

En diciembre, el Fondo organizó el cuarto 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 131 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la SENER.

d. Calendario de Transferencias

En cumplimiento al artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo y a lo previsto en la cláusula Sexta, fracción III, del contrato constitutivo del fideicomiso, el 18 de diciembre de 2024 la SHCP en su carácter de fideicomitente comunicó al Fondo el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2025, en el cual se establecen las fechas y las cantidades conforme a las cuales el Fondo deberá realizar las transferencias a la Tesofe y a los demás destinos previstos en la legislación aplicable. Conforme a la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2025 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 279,766.8 millones de pesos.

e. Gasto de Operación y Mecanismos de financiamiento del Gasto

El Gasto de Operación del Fondo para el 2025 será igual al autorizado para el ejercicio 2024, ajustado a la variación que haya observado el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), de conformidad con lo previsto en el párrafo tercero de la cláusula Vigésima Segunda del contrato constitutivo del FMPED. Considerando que, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) dio a conocer que la inflación general anual para 2024 fue de 4.21%, este fiduciario determinó el monto del Gasto de Operación 2025 en 138,384,930 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 15. Gasto de Operación 2025^{1/}
 octubre-diciembre
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	Importe
Recursos Humanos	99,457,604
Remuneraciones	95,610,229
Otros	3,847,375
Costos de Ocupación	9,160,513
Adaptación de oficinas	1,725,430
Gastos y servicios inmobiliarios	7,435,083
Tecnologías de la Información	22,099,120
Infraestructura tecnológica	6,740,829
Servicios	15,358,291
Otros Gastos de Operación	7,667,693
Miembros independientes CT	1,160,000
Auditorías y asistencia legal	6,345,416
Contraprestación por servicios y manejo de cuenta	162,277
Total Gastos de Operación	138,384,930

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

Por lo anterior, y en cumplimiento al lineamiento Cuarto de los “Mecanismos de Financiamiento del Gasto de Operación del Fondo” (Mecanismos), aprobados por el Comité en sesión del 27 de abril de 2018, durante el ejercicio 2025, el Fondo acumulará intereses para cubrir 2 veces el Gasto de Operación menos las disponibilidades al cierre de 2024. Al respecto, el monto estimado a acumular por concepto de intereses es de 89,609,046 pesos.

Cabe señalar que, de conformidad con el lineamiento Tercero de los citados Mecanismos, una vez alcanzado dicho importe, los intereses que se generen por lo que resta del ejercicio serán transferidos a la Tesofe en las fechas señaladas en el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2025 que emitió la SHCP.

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

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

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