



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

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
enero-marzo 2025**

Ciudad de México, 24 de abril de 2025

## **INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 2025**

Este informe se presenta en cumplimiento a lo establecido en el artículo 19 de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Fondo).

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

## Contenido

---

<b>1.</b>	<b>ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS .....</b>	<b>4</b>
1.1.	Ingresos .....	4
a.	Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos .....	4
b.	Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos .....	5
1.2.	Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los destinos previstos en la Ley del Fondo. ....	6
1.3	Registro del Fiduciario .....	9
<b>2.</b>	<b>ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO .....</b>	<b>10</b>
2.1.	Administración de la cartera de inversión .....	10
a.	Condiciones económicas .....	10
b.	Desempeño de la cartera de inversión .....	14
2.2	Administración de riesgos .....	17
a.	Cumplimiento de límites de riesgo .....	17
b.	Cumplimiento de los lineamientos de inversión .....	18
<b>3.</b>	<b>ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS ...</b>	<b>19</b>
3.1	Contratos de licencia con producción .....	21
3.2	Contratos de producción compartida con producción .....	24
<b>4.</b>	<b>ADMINISTRACIÓN DEL FONDO .....</b>	<b>27</b>
4.1.	Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....	27
4.2.	Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....	27
4.3.	Otras actividades relevantes.....	27
a.	Transparencia y acceso a la información pública .....	27
i.	Atención a solicitudes de acceso a la información .....	27
ii.	Publicación de estadísticas.....	27
iii.	Comunicación y difusión .....	28
b.	Fiscalización y Control Interno .....	28
c.	Talleres para contratistas.....	29

## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 257 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 del nuevo Derecho Petrolero para el Bienestar (DPB), conforme al régimen fiscal aplicable a Pemex y las disposiciones legales vigentes en 2025, además de los Derechos por la Utilidad Compartida (DUC) y los asociados a la extracción (DEXT) y exploración de hidrocarburos (DEXP), mismos que durante el trimestre ascendieron a un total de 58,125 millones de pesos<sup>1</sup>.

El mencionado DPB se realizó de conformidad con la reforma a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada el 18 de marzo en el Diario Oficial de la Federación (DOF), la cual se prevé en el artículo 39. El DPB deberá ser enterado al Fondo por Pemex, en su carácter de asignatario, mediante pagos provisionales mensuales y en sustitución de los derechos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como del de utilidad compartida.

El DPB representó el 64.8% de los ingresos recibidos en el trimestre, seguido por el DUC con 26.7%, el DEXT con 8.0% y el DEXP con 0.5%.

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

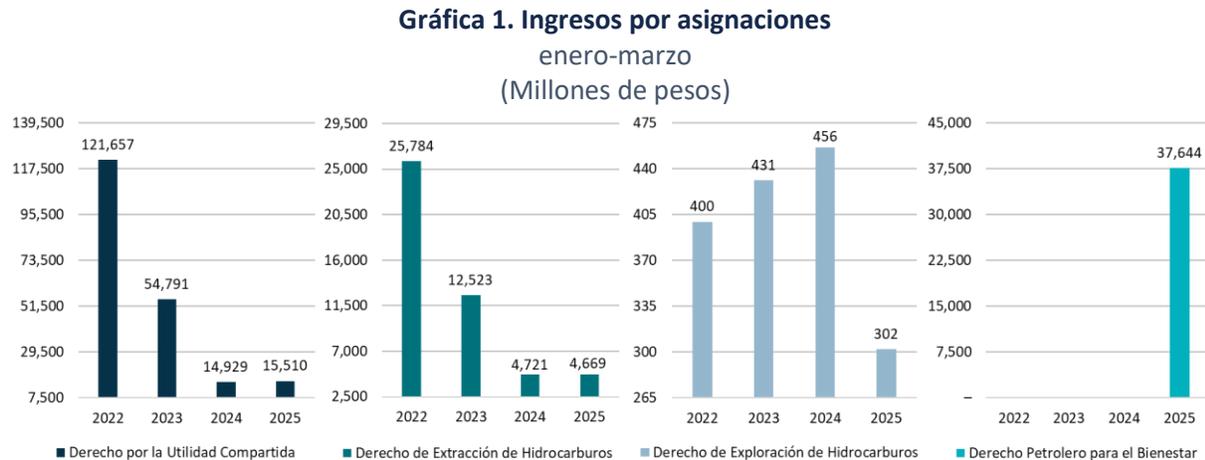
**Tabla 1. Ingresos por asignaciones**  
(Millones de pesos)

	enero-marzo 2024	enero-marzo 2025	Δ% (2025 vs. 2024)
<b>Derecho Petrolero para el Bienestar</b>	-	37,644	0%
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>	14,929	15,510	4%
<b>Derecho de Extracción de Hidrocarburos</b>	4,721	4,669	-1%
<b>Derecho de Exploración de Hidrocarburos</b>	456	302	-34%
<b>Total</b>	<b>20,107</b>	<b>58,125</b>	<b>189%</b>

Destaca que el total de los ingresos recibidos durante el primer trimestre de 2025 fueron mayores a los observados en el mismo periodo del año anterior, lo que se explica por el otorgamiento de diversos diferimientos fiscales a Pemex para el periodo correspondiente a 2024. En enero de 2025 se recibieron los ingresos correspondientes al mes de diciembre de 2024 por concepto del DUC, DEXT y DEXP, vigentes bajo el régimen fiscal anterior, mientras que el DPB comenzó a recibirse en febrero.

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

A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a marzo de los ejercicios 2022 a 2025 (Gráfica 1):



**b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos**

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado<sup>2</sup>: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **d)** Penas convencionales y **e)** Por comercialización de hidrocarburos<sup>3</sup> de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

**Tabla 2. Ingresos por contratos <sup>1/</sup>  
enero-marzo  
(Millones)**

	Pesos	Dólares <sup>2/</sup>
<b>Cuota exploratoria</b>	271	
<b>Regalía Adicional</b>		5
<b>Regalía Base</b>		2
<b>Penas convencionales <sup>3/</sup></b>		0
<b>Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular <sup>4/</sup></b>		530
<b>Total</b>	<b>271</b>	<b>537</b>

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

<sup>2/</sup> Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

<sup>3/</sup> Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a \$10,680 dólares.

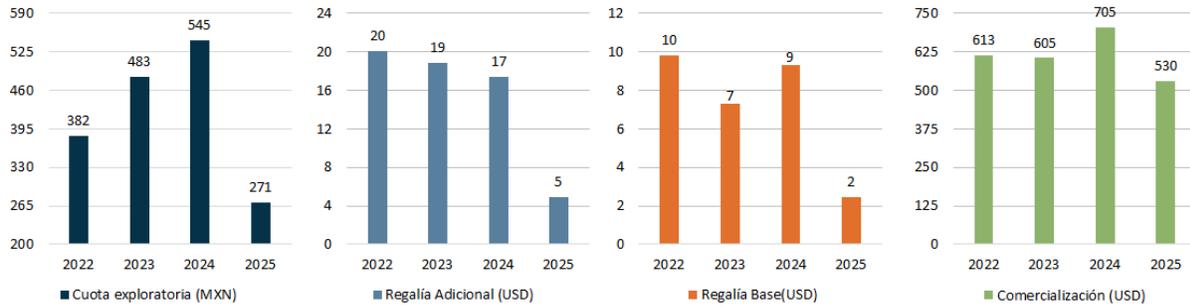
<sup>4/</sup> Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$263,684 dólares.

<sup>2</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

<sup>3</sup> Se refiere a los ingresos por las regalías base y la participación en la utilidad operativa que el Fondo recibe por parte del comercializador del Estado derivado de la venta de los hidrocarburos prevista en los contratos de producción compartida.

A continuación, se muestra la evolución de los recursos recibidos por parte de los contratistas durante los ejercicios de 2021 a 2025:

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



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

Respecto a los ingresos provenientes de los contratos, durante el primer trimestre de 2025 se observó una disminución generalizada en los cuatro rubros: cuota exploratoria, regalía adicional, regalía base, y comercialización. En este periodo, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de \$67.57 dólares por barril, en comparación con los \$72.06 dólares por barril registrados en el mismo trimestre de 2024, lo que representó una disminución de 6.2%.

## 1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los recibidos por la comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado. Las transferencias se realizaron verificando que se cumpliera con el orden de prelación legal, así como con las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)<sup>4</sup>, conforme a lo siguiente:

<sup>4</sup> Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 16, fracción II, de la Ley del Fondo, así como las cláusulas Sexta, fracción III y Décima, fracción II, del Contrato Constitutivo del Fideicomiso.

**Tabla 3. Transferencias ordinarias <sup>1/</sup>**  
 enero-marzo  
 (Millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>6,155</b>
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>1,791</b>
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>622</b>
<b>IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética<sup>2/</sup></b>	<b>1,818</b>
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>4</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>58,297</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	36
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	58,261
<b>Total</b>	<b>68,687</b>

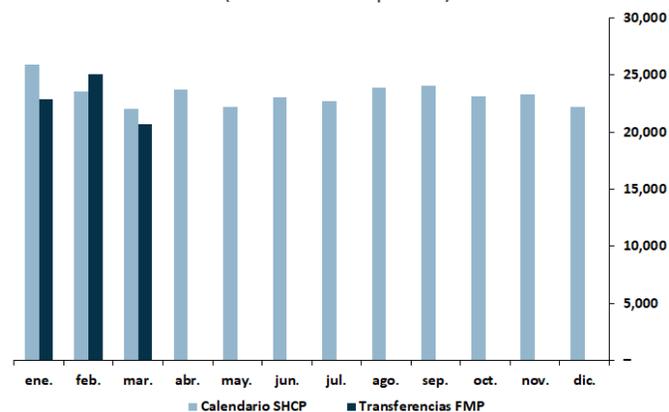
<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el primer trimestre ascendieron a 68,687 millones de pesos, equivalentes al 0.2% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2025. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para 2025 estimó transferencias por 279,766.8 millones de pesos para este ejercicio fiscal, lo que equivaldría aproximadamente al 0.8% del PIB.

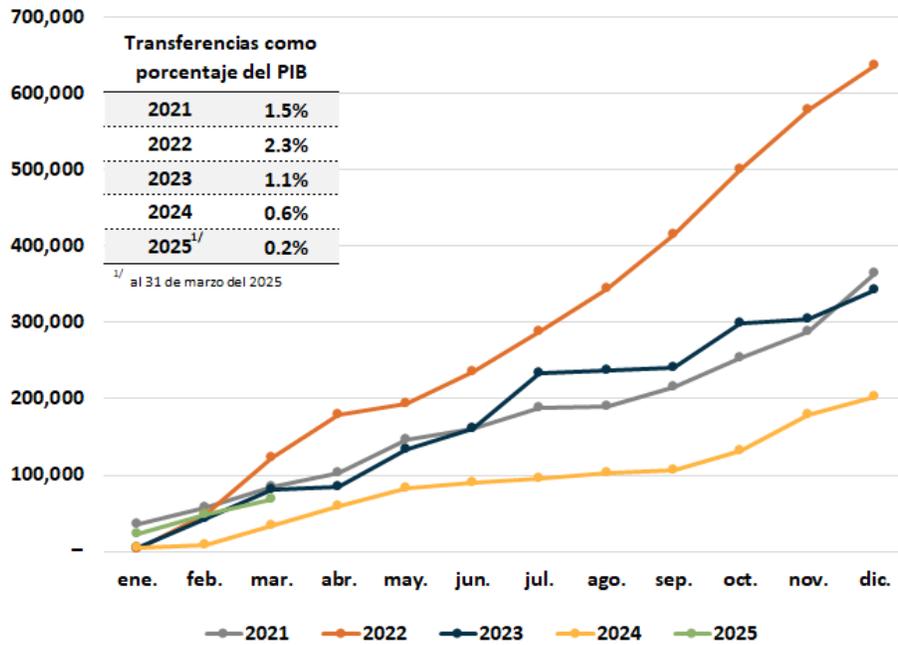
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

**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 2025 (Gráfica 4):

**Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año<sup>5</sup>**  
(Millones de pesos)



<sup>5</sup> El cálculo de las transferencias como porcentaje del PIB 2022 incluye los 41,078 millones de pesos correspondientes a las transferencias realizadas el 1 de febrero de 2022, conforme a la Quinta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2021. Primera Versión Anticipada, publicada el 24 de diciembre de 2021, en la página del SAT.

### 1.3 Registro del Fiduciario

Durante el primer trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>6</sup> (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 12 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 11 constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 111 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 dos constancias de inscripción.

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

**Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de marzo de 2025**

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

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

<sup>2/</sup> Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

**Tabla 5. Asignaciones inscritas al 31 de marzo 2025<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	258
Asignación de exploración y extracción	111
Asignación de resguardo	43
<b>Total</b>	<b>412</b>

<sup>1/</sup> Fuente: Fondo con datos de SENER a marzo 2025.

<sup>6</sup> De conformidad con la reforma constitucional en materia de simplificación administrativa y el Decreto por el que se expiden, reforman y adicionan diversas disposiciones de la legislación en materia de energía, publicados en el DOF el 20 de diciembre de 2024 y 18 de marzo de 2025, respectivamente, la CNH fue extinta y sus atribuciones fueron transferidas a la SENER.

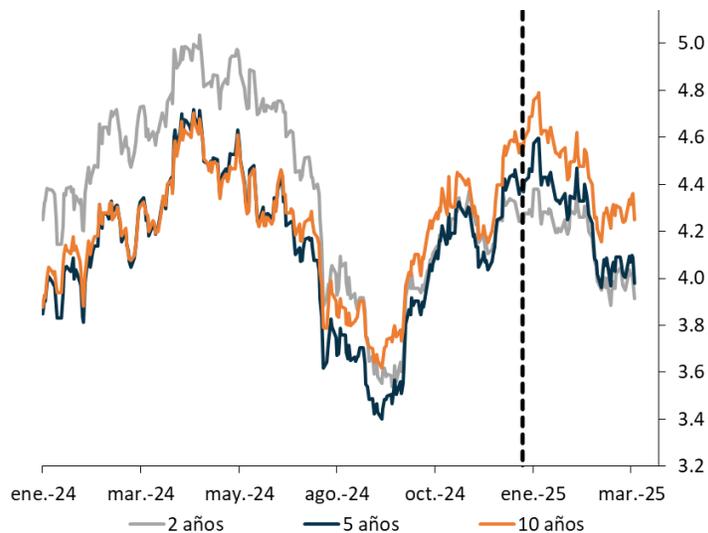
## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

El periodo comprendido entre enero y marzo de 2025 registró un sentimiento generalizado de aversión al riesgo, impulsado por las políticas comerciales proteccionistas de la nueva administración del presidente de Estados Unidos (EE.UU.) Donald Trump. Esto llevó a los inversionistas a buscar refugio en activos considerados seguros, como las Notas del Tesoro de Estados Unidos, causando que la curva de rendimiento de dichos títulos terminara con caídas significativas de 36, 43 y 36 puntos base (pb) en los nodos de dos, cinco y diez años, respectivamente (Gráfica 5).

**Gráfica 5. Rendimiento de Notas del Tesoro seleccionadas**  
(%)



Fuente: Bloomberg.

La incertidumbre en los mercados se intensificó el 20 de enero, cuando Donald Trump tomó protesta como el 47º presidente de EE.UU., al comprometerse a acciones comerciales que no se materializaron inmediatamente, pero que resultaron en más amenazas en el ámbito comercial. A inicios de febrero anunció la imposición de un arancel del 25% sobre todas las importaciones provenientes de Canadá y México, no obstante, esta medida fue pospuesta por un mes y entró en vigor el 3 de marzo, tras el compromiso de ambos países de adoptar acciones más estrictas para frenar la migración y el narcotráfico en la frontera. Posteriormente, durante el mismo mes, se anunció una exención temporal de dichos aranceles para los bienes que cumplieran con las reglas del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (T-MEC).

Por otro lado, la relación comercial con China se deterioró significativamente, pues el 1 de febrero se impuso un arancel adicional del 10% sobre todas las importaciones provenientes de dicho país, el cual fue duplicado a inicios de marzo, alcanzando un total de 20%.

Entre otras acciones destacó el anuncio de un arancel del 25% sobre las importaciones de acero y aluminio a partir del 12 de marzo y aranceles a las importaciones de automóviles, semiconductores y productos farmacéuticos de alrededor del 25% al 2 de abril. Adicionalmente firmó una medida para ordenar la investigación de las barreras no arancelarias, los aranceles, los subsidios y las regulaciones de los socios comerciales, en preparación para la imposición de aranceles recíprocos a diversos países hacia el 2 de abril, en lo que llamó el “*día de la liberación*”.

Esta última acción provocó un sentimiento pesimista en los mercados, al tiempo que se empezó a incorporar un deterioro importante en las expectativas de crecimiento en EE.UU. y en el resto del mundo. Al respecto, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) reveló nuevos estimados de crecimiento, donde destacó que los pronósticos para 2025 y 2026 fueron revisados a la baja, citando principalmente a las complicaciones comerciales (Gráfica 6)

**Gráfica 6. Pronósticos de crecimiento económico de acuerdo con la OCDE**  
(% anual)

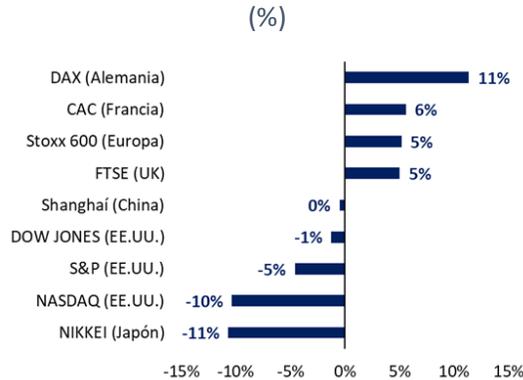
Zona	diciembre 2024 vs marzo 2025			
	2025		2026	
	Anterior	Actual	Anterior	Actual
Global	3.3	3.1	3.3	3.0
EE.UU.	2.4	2.2	2.1	1.6
Eurozona	1.3	1.0	1.5	1.2
Alemania	0.7	0.4	1.2	1.1
Francia	0.9	0.8	1.0	1.0
Italia	0.9	0.7	1.2	0.9
UK	1.7	1.4	1.3	1.2
Japón	1.5	1.1	0.6	0.2
China	4.7	4.8	4.4	4.4
México	1.2	-1.3	1.6	-0.6
Canadá	2.0	0.7	2.0	0.7
Brasil	3.2	3.4	1.9	1.4
Rusia	1.1	1.3	0.9	0.9

Fuente: OCDE

Como resultado, los principales índices accionarios registraron una importante salida de capitales, exacerbando el periodo de aversión al riesgo que se dio a inicios del trimestre, especialmente en los EE.UU., donde sumado a las tensiones comerciales se puso en duda la valuación de las grandes empresas tecnológicas del país, así como la hegemonía estadounidense en el sector, causando un deterioro en la confianza de los inversionistas (Gráfica 7). Tal episodio se dio luego de que la startup china de inteligencia artificial, DeepSeek, mostrara modelos que ofrecen un rendimiento comparable al de los mejores chatbots a una fracción del costo.

En lo que respecta a la guerra entre Rusia y Ucrania, EE.UU. empezó a adoptar un enfoque de menores represalias a la nación rusa, lo cual provocó que la Unión Europea, particularmente Alemania, aumentara las previsiones de emisión de deuda para un incremento del gasto en defensa e infraestructura, impulsando así las tasas de la región y los pronósticos de crecimiento, lo cual se reflejó a su vez en un mejor desempeño de los índices accionarios europeos.

**Gráfica 7. Rendimiento de índices accionarios de países seleccionados en el trimestre**

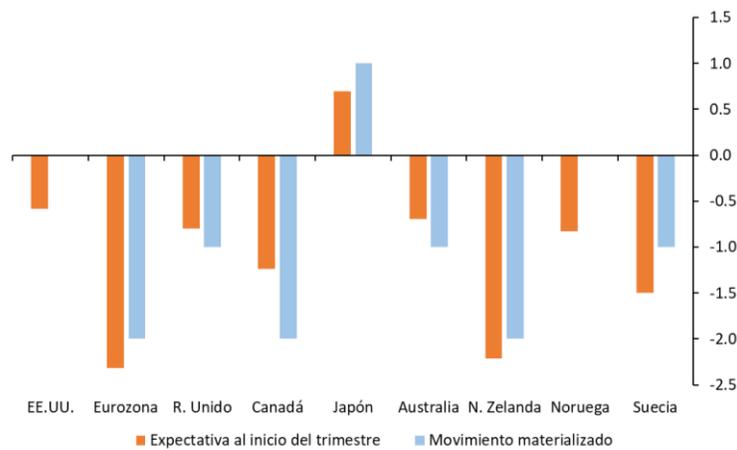


Fuente: Bloomberg

Por su parte, el desempeño negativo del índice accionario japonés tuvo que ver con la política monetaria más restrictiva del banco central, quien decidió aumentar la tasa de referencia en el trimestre, lo cual llevó al yen a apreciarse en 4.61%, pues además tuvo soporte como divisa de refugio. Asimismo, en la última reunión del Banco de Inglaterra se mantuvo un sesgo más restrictivo, al evidenciar un mayor consenso entre sus miembros para mantener la tasa sin cambios, en un contexto de presiones inflacionarias persistentes. En contraste, otros bancos centrales continuaron con la flexibilización de política monetaria, aunque adoptando un enfoque de cautela en un contexto de incertidumbre en torno a la guerra comercial y sus efectos sobre la dinámica de la economía y los niveles de precios. (Gráfica 8)

**Gráfica 8. Movimientos anticipados de 25 pb en las tasas de referencia para el primer trimestre del 2025 de acuerdo con el mercado de OIS y futuros**

(Número de movimientos)



Fuente: Bloomberg

En lo que respecta a Estados Unidos, la Reserva Federal decidió mantener sin cambios la tasa de referencia en las dos reuniones de política monetaria celebradas en lo que va del año, esto a pesar del estancamiento de la desinflación. El presidente Jerome Powell destacó que uno de los principales factores detrás de esta postura de mayor cautela fue la creciente incertidumbre asociada a una posible intensificación de la política arancelaria por parte del gobierno federal. En consonancia con este enfoque prudente, las proyecciones económicas presentadas en la última reunión del Comité Federal de Mercado Abierto (FOMC por sus siglas en inglés) mostraron un sesgo más estanflacionario, particularmente en el corto plazo. Se registraron revisiones al alza en las estimaciones de inflación y de la tasa de desempleo, así como ajustes a la baja en el pronóstico de crecimiento del producto interno bruto (PIB). (Gráfica 9).

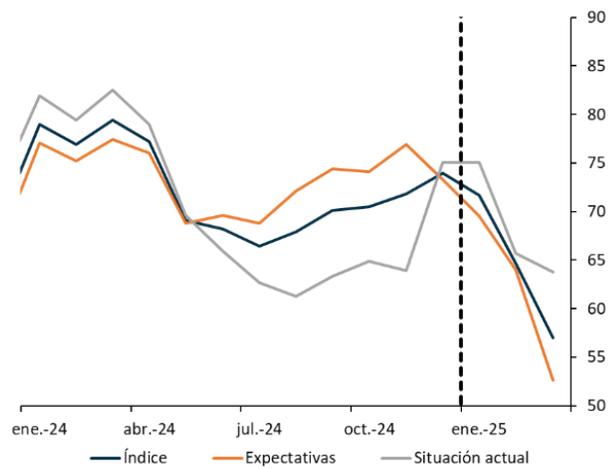
**Gráfica 9. Mediana de las proyecciones del FOMC**  
(%)

	2025	2026	2027	Largo Plazo
<b>Crecimiento PIB real</b>				
<i>marzo</i>	1.7	1.8	1.8	1.8
<i>diciembre</i>	2.1	2.0	1.9	1.8
<b>Desempleo</b>				
<i>marzo</i>	4.4	4.3	4.3	4.2
<i>diciembre</i>	4.3	4.3	4.3	4.2
<b>Inflación</b>				
<i>marzo</i>	2.7	2.2	2.0	2.0
<i>diciembre</i>	2.5	2.1	2.0	2.0
<b>Inflación subyacente</b>				
<i>marzo</i>	2.8	2.2	2.0	
<i>diciembre</i>	2.5	2.2	2.0	
<b>Tasa de interés</b>				
<i>marzo</i>	3.9	3.4	3.1	3.0
<i>diciembre</i>	3.9	3.4	3.1	3.0

Fuente: Bloomberg

La economía estadounidense comenzó a registrar algunos signos de debilitamiento, lo cual causó menores perspectivas de crecimiento económico y, sumado a la incertidumbre política proveniente de la Casa Blanca, un deterioro en la confianza, esto de acuerdo con encuestas prospectivas, como la del sentimiento económico por la Universidad de Michigan, la cual cayó de manera importante en lo que va del año (Gráfica 10). Este deterioro se da en un contexto caracterizado por la publicación de cifras económicas por debajo de lo esperado que han puesto en duda la fortaleza de uno de los principales motores de la economía estadounidense, el consumo. Se puso atención en las ventas al menudeo, que cayeron a terreno negativo durante el mes de enero, así como en los informes de ingreso y gasto personal que mostraron una divergencia relevante entre ambos componentes, reflejando un aumento en la tasa de ahorro.

**Gráfica 10. Encuesta de sentimiento económico de la Universidad de Michigan**  
(unidades)

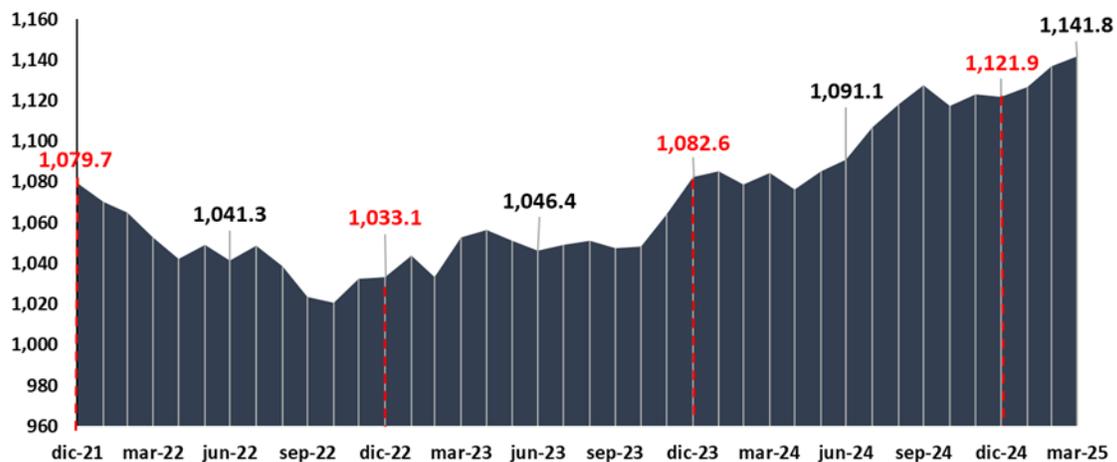


Fuente: Bloomberg

**b. Desempeño de la cartera de inversión**

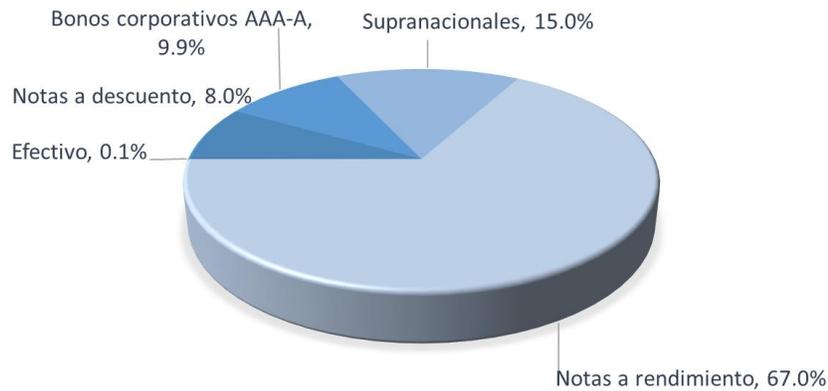
La cartera de inversión presentó un rendimiento de 1.8%, en línea al de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,141.8 millones de dólares.

**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 marzo**

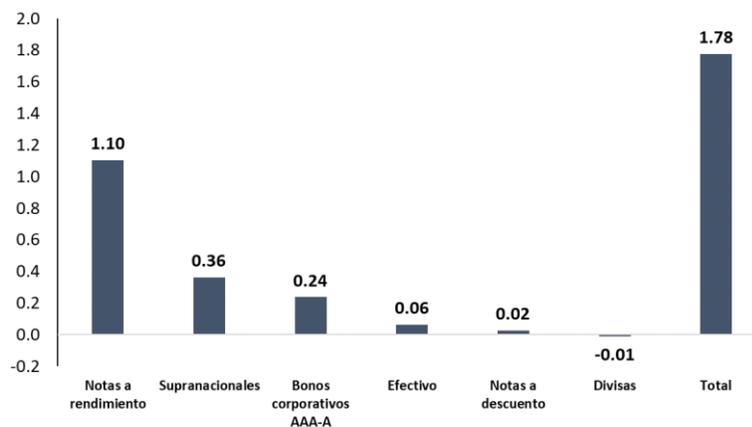


<b>Rendimiento a vencimiento (%)</b>	<b>4.1</b>
<b>Duración modificada (%)</b>	<b>2.5</b>

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 110 puntos base al rendimiento total. En un entorno de tasas de interés a la baja, impulsado por la combinación de políticas comerciales agresivas y cambios en las expectativas de política monetaria, los bonos supranacionales y corporativos también registraron resultados positivos, sumando 36 y 24 puntos base, respectivamente. Además, la cartera mantuvo una exposición en efectivo a través de posiciones en depósitos y notas a descuento, las cuales contribuyeron con 6 y 2 puntos base adicionales al rendimiento total respectivamente.

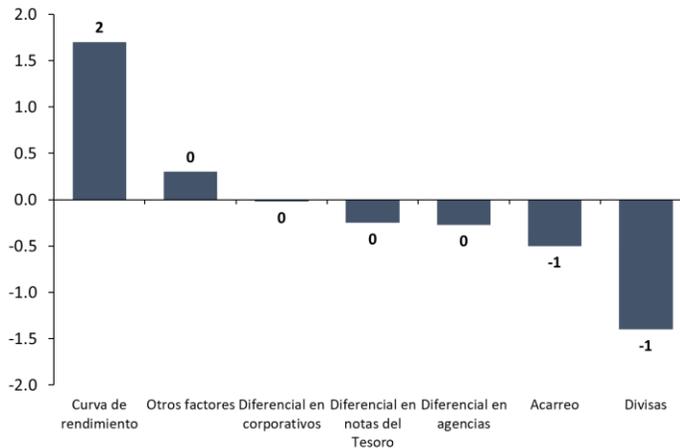
Finalmente, el sector de divisas mostró un desempeño negativo, restando 1 punto base durante el periodo.

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



En detalle, aunque no hubo diferencia en el rendimiento trimestral entre ambas carteras, esto se debió a que el impacto negativo de las divisas<sup>7</sup>, derivado de las posiciones activas en euro, dólar canadiense y yen, y en menor medida del acarreo, fue compensado por la contribución positiva del factor de curva de rendimiento, que aportó 2 puntos base gracias a las posiciones del sector durante el periodo. (Gráfica 14).

**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 atribución<sup>8</sup>. Se observa un efecto negativo de 1 punto 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. 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
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
Notas a descuento y Efectivo	0	0	0	0	1
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	0	1	0	1
Supranacionales	0	0	0	0	0
Divisas	0	0	0	-1	-1

1.La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

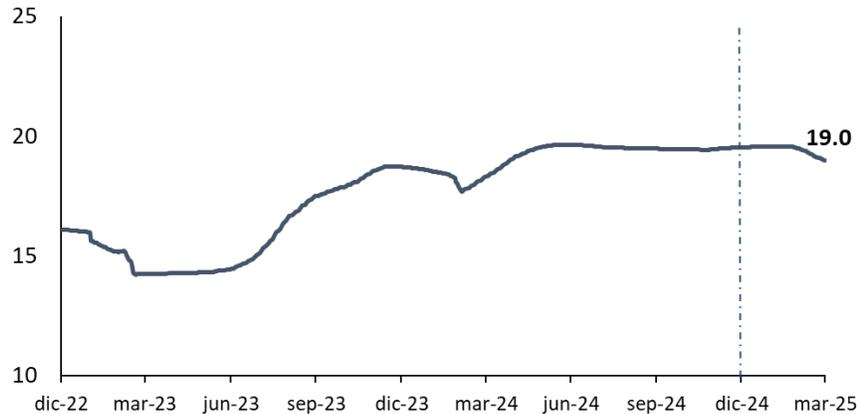
<sup>8</sup> Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii)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

## 2.2 Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

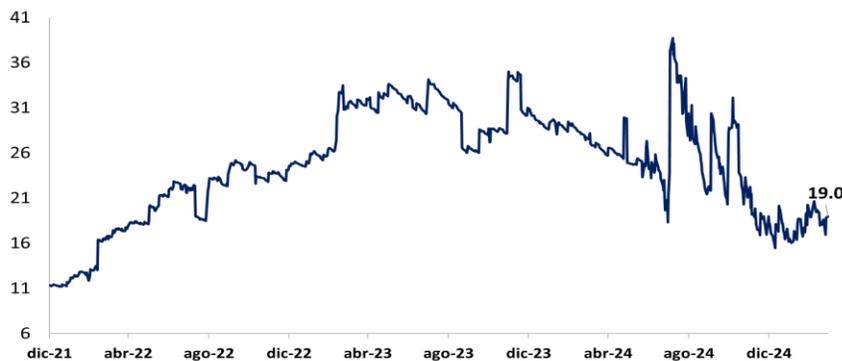
Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error<sup>9</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 19 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

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



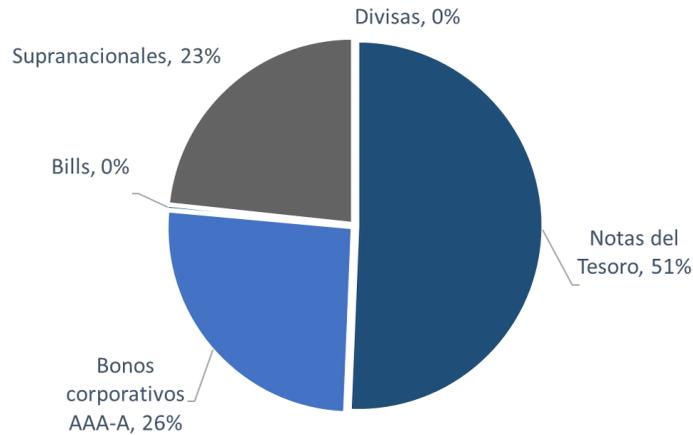
Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 19 pb (Gráfica 16), comparado con los 17.9 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 2.2 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de Estados Unidos, fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 51% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 26%. El resto de los activos en conjunto representaron el 23% del VaR total de la cartera (Gráfica 17). Se observó un aumento en la volatilidad del VaR durante el primer trimestre, lo que refleja un enfoque cauteloso ante la política comercial agresiva y los cambios en la política monetaria de Estados Unidos.

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



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

**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 marzo**

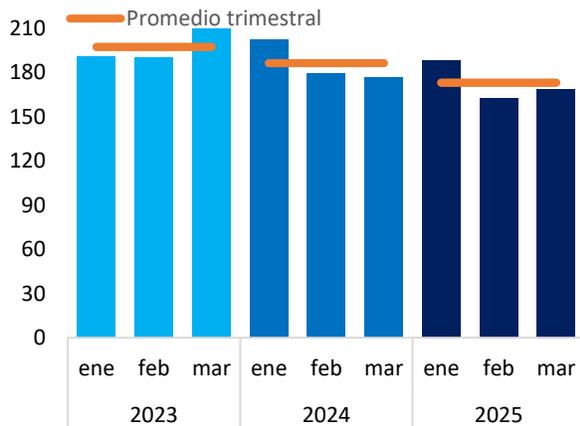
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
15%	76%	8%	0%	0%

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

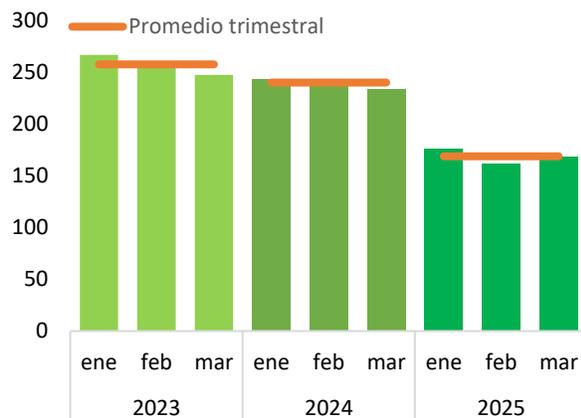
Durante el primer trimestre del 2025, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre enero y marzo la producción de petróleo de dichos contratistas promedió 173 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa una disminución de 7% contra el mismo trimestre de 2024. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 30% con un promedio de 169 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

#### Producción de hidrocarburos<sup>1</sup> enero-marzo

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



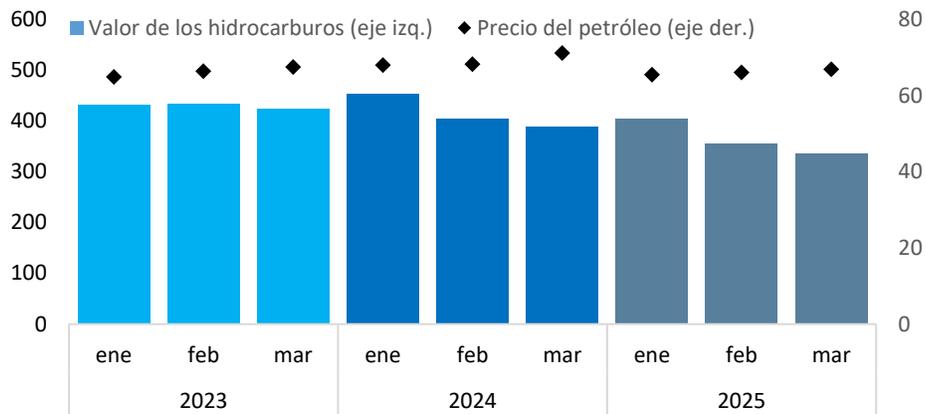
**Gráfica 19. Gas natural**  
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 1,095 millones de dólares, monto 12% menor que el observado el mismo trimestre del 2024.

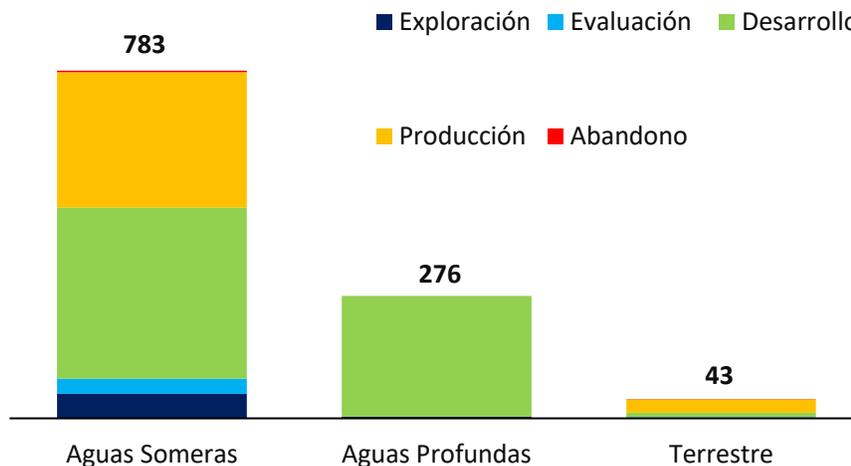
**Gráfica 20. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>1 2</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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

En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 1,102 millones de dólares, de las cuales 783 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 276 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

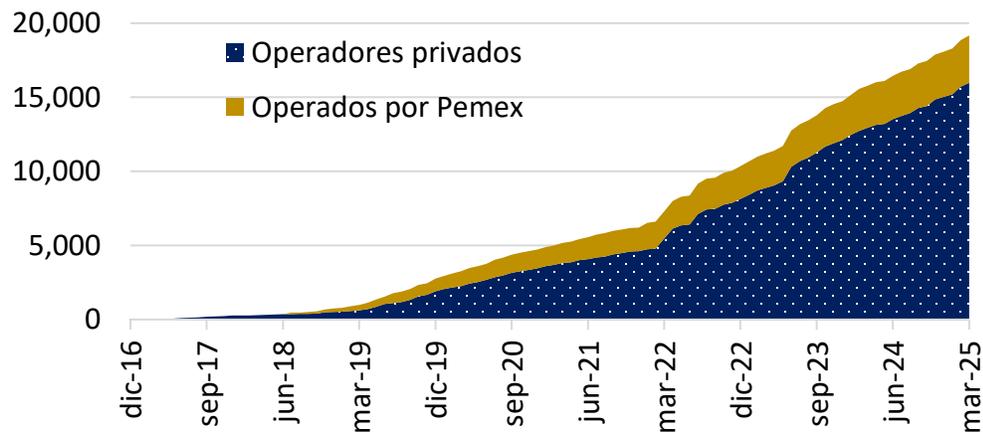
**Gráfica 21. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad <sup>1</sup>**  
enero-marzo  
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al primer trimestre de 2025 ascienden a 19,174 millones de dólares.

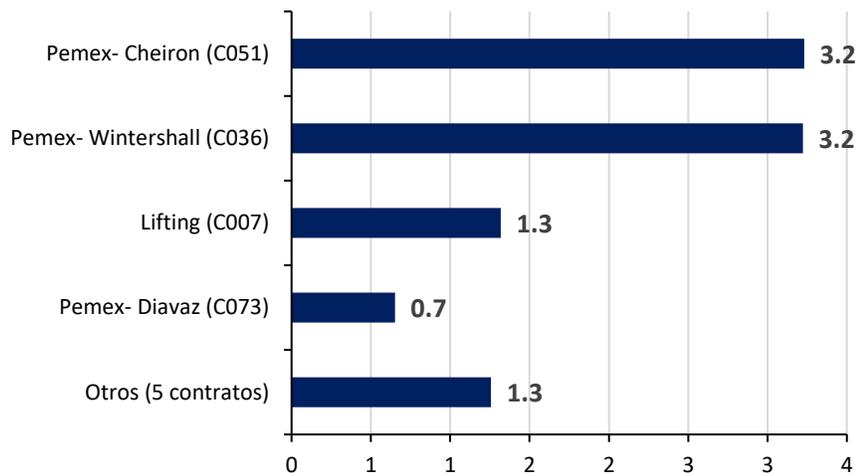
**Gráfica 22. Inversión acumulada por tipo de operador**  
(Millones de dólares)



### 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, 22 gas natural y 20 condensados. La producción promedio fue de 10 mbd de petróleo y 54 mmpcd de gas natural.

**Gráfica 23. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista**<sup>1 2 3</sup>  
enero-marzo  
(Cifras en miles de barriles diarios)

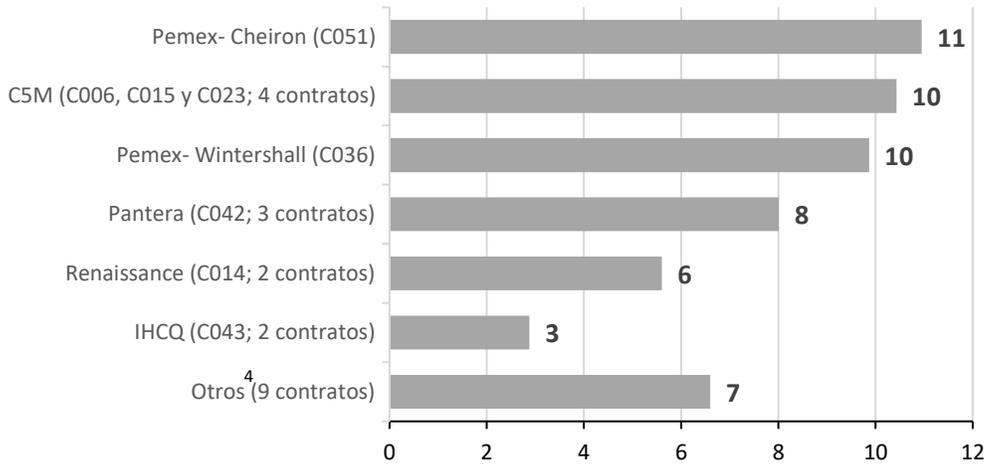


1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Renaissance (C014) para dos contratos, Oleum (C021), Jaguar (C045) y Bloque VC 01 (C052).

**Gráfica 24. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista** <sup>1 2 3 4</sup>  
enero-marzo  
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
2. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
4. Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Grupo Mareógrafo (C017 y C018), Dunas (C019), Oleum del Norte (C021), 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 78 millones de dólares, de los cuales 24 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías<sup>10</sup>. El 78% de dicho monto corresponde a la regalía adicional, la cual es calculada como un porcentaje sobre el VCH conforme a la tasa ofrecida por los contratistas en las licitaciones<sup>11</sup>.

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

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
<b>ene-25</b>	25,459,050	1,720,250	6,102,919	7,823,169
<b>feb-25</b>	27,986,788	1,905,009	6,689,357	8,594,366
<b>mar-25</b>	24,606,796	1,658,985	6,294,855	7,953,840
<b>Total</b>	<b>78,052,633</b>	<b>5,284,244</b>	<b>19,087,130</b>	<b>24,371,374</b>

1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
3. Las cifras corresponden a la determinación de los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres.

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

<sup>11</sup> En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

Este trimestre, la regalía base reflejó las condiciones favorables del mercado de petróleo, con lo que los mayores precios observados detonaron 18 tasas progresivas para el crudo. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió 8.04% para petróleo, 4.06% para el gas natural asociado, 0.23% para el gas no asociado y 5.00% para los condensados.

**Tabla 9. Regalía Base**  
enero-marzo  
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima <sup>1/</sup>	Tasa máxima	Tasa calculada <sup>2/</sup>	Regalía base <sup>3/</sup>	Porcentaje del total
<b>Petróleo</b>	7.50%	8.47%	8.04%	4,670,196	88.38%
<b>Gas natural asociado</b>	NA	10.55%	4.06%	454,050	8.59%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.00%	8.57%	0.23%	13,469	0.25%
<b>Condensados</b>	5.00%	8.01%	5.00%	146,528	2.77%
<b>Total</b>				<b>5,284,244</b>	<b>100%</b>

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

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

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**Tabla 10. Regalía Adicional<sup>1</sup>**  
enero-marzo  
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>2/</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	54,610,739	7,099,396	37.2%
<b>Ronda 1.3</b>	57%	17,034,767	9,700,902	50.8%
<b>Ronda 2.2</b>	26%	1,816,112	478,470	2.5%
<b>Ronda 2.3</b>	39%	4,591,017	1,808,362	9.5%
<b>Total</b>		<b>78,052,633</b>	<b>19,087,130</b>	<b>100%</b>

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

2. Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

El Fondo emitió 22 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<sup>12</sup>, 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.

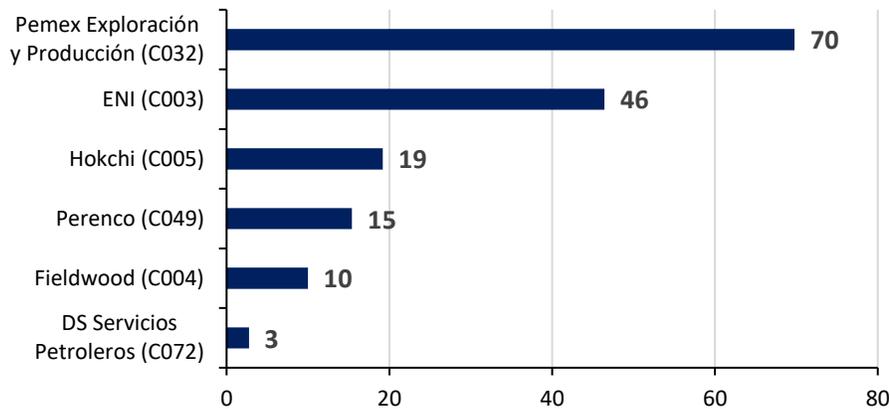
<sup>12</sup> De conformidad con la reforma constitucional en materia de simplificación administrativa y el Decreto por el que se expiden, reforman y adicionan diversas disposiciones de la legislación en materia de energía, publicados en el DOF el 20 de diciembre de 2024 y 18 de marzo de 2025, respectivamente, la CNH fue extinta y sus atribuciones fueron transferidas a la SENER, por lo que la respectiva confirmación deberá realizarse ahora por dicha Dependencia.

### 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.

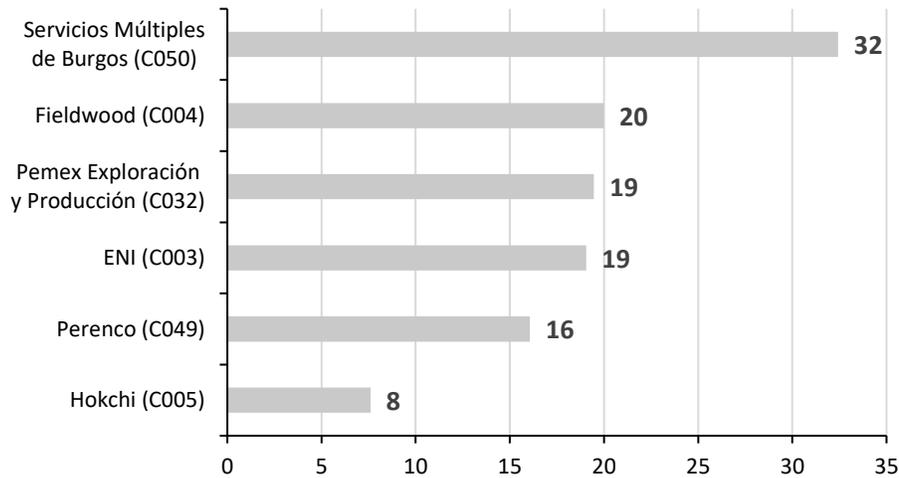
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 164 mbd de petróleo y 115 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 43% del total.

**Gráfica 25. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista<sup>1 2</sup>**  
 enero-marzo  
 (Cifras en miles de barriles diarios)



1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**Gráfica 26. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista<sup>1 2 3</sup>**  
 enero-marzo  
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
2. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
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 especie<sup>13</sup>. Asimismo, contemplan dos contraprestaciones a favor de los contratistas, la recuperación de costos y la participación de los contratistas sobre la utilidad operativa. Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes se requiere calcular el VCH, el cual ascendió a 1,017 millones de dólares.

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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>ene-25</b>	379,618,551	363,420,378	14,960,379	1,237,794
<b>feb-25</b>	326,576,755	311,638,984	14,064,264	873,507
<b>mar-25</b>	310,696,774	297,589,319	12,636,187	471,269
<b>Total</b>	<b>1,016,892,080</b>	<b>972,648,681</b>	<b>41,660,829</b>	<b>2,582,570</b>

1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 18 certificados que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones.

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

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:

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

<b>Contraprestaciones a favor de:</b>	<b>Petróleo</b> (miles de barriles)	<b>Gas Natural</b> (Miles de millones de BTU)	<b>Condensados</b> (miles de barriles)
<b>Estado</b>	6,966	3,919	46
<b>Pemex</b>	3,020	2,363	19
<b>Operadores privados</b>	4,733	4,342	30
<b>Total</b>	<b>14,719</b>	<b>10,624</b>	<b>96</b>

1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 100 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.

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 530 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 25 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

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

<b>Comercializador</b>	<b>Ingresos por comercialización<sup>2</sup></b>	<b>Comisiones cubiertas<sup>3</sup></b> <b>(No incluye IVA)</b>
P.M.I. <sup>4</sup>	530.2	24.7

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 264 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 1,824 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión<sup>14</sup>.

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

## 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

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

Durante el trimestre, los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la operación del fideicomiso ascendieron a 49,642,828 pesos, conforme a lo siguiente:

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

Concepto	1er Trimestre
Recursos Humanos	31.9
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	9.3
Otros Gastos de Operación	0.0
Subtotal	42.8
IVA	6.8
<b>Total</b>	<b>49.6</b>

<sup>1/</sup> Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo

### 4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

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

### 4.3. Otras actividades relevantes

#### a. Transparencia y acceso a la información pública

##### i. Atención a solicitudes de acceso a la información

El Fondo recibió 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 12 series estadísticas asociadas al Derecho Petrolero para el Bienestar. Como resultado, el Fondo actualiza de manera mensual 4,725 series.

**iii. Comunicación y difusión**

En este trimestre, se iniciaron los trabajos para ajustar el contenido de las diferentes secciones del sitio web del Fondo de acuerdo a lo establecido en la legislación relacionada con la más reciente reforma en materia de hidrocarburos y empresas públicas estatales.

**b. Fiscalización y Control Interno****i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)****Auditoría 264**

La ASF dio inicio a la auditoría 264 denominada "Participación Financiera de Pemex Exploración y Producción como Socio en los Contratos de Exploración y Extracción", correspondiente al programa anual de auditorías para la fiscalización superior de la Cuenta Pública 2024, la cual tiene por objeto fiscalizar la participación financiera de PEP en su calidad de socio para la operación de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, verificar el cumplimiento de los derechos y obligaciones de las partes y que su procedimiento y registro contable se realicen conforme a los acuerdos de operación conjunta y la normativa aplicable.

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

**ii. Auditoría Interna****Auditoría GAS-11/25 "Sistema de Mensajería Financiera".**

La Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio la auditoría GAS-11/25 "Sistema de Mensajería Financiera", la cual tiene como objeto verificar el cumplimiento por parte del Fondo a los controles de seguridad en el Sistema de Mensajería Financiera.

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

**iii. Auditor Externo**

Durante el trimestre, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información realizados por el auditor externo con motivo de la dictaminación de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2024.

De igual forma, en el mes de marzo el Secretario de Hacienda y Crédito Público celebró el contrato de prestación de servicios con la firma KPMG, Cardenas Dosal, S.C., a fin de que dicha firma preste los servicios de auditoría y dictaminación de los estados financieros del Fondo por el periodo 2024-2028, de conformidad con lo establecido en los artículos 22 de la Ley del Fondo y 50 de la Ley del Banco de México.

**iv. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante el periodo, comenzó la actualización de la normatividad y de la documentación asociada a riesgos y continuidad operativa del Fondo. Esto con la finalidad de ajustar su contenido de acuerdo a lo establecido en la legislación relacionada con la más reciente reforma en materia de hidrocarburos y empresas públicas estatales.

**c. Talleres para contratistas**

En marzo, el Fondo organizó el primer taller del 2025 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 90 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la SENER.