

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 2025**

Ciudad de México, 22 de enero de 2026

## **INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE-DICIEMBRE 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.

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

---

<b>1. 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 (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo .....	6
1.3 Registro del Fiduciario .....	9
<b>2. 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 .....	16
2.2 Administración de riesgos .....	18
a. Cumplimiento de límites de riesgo .....	18
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión .....	20
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS .....</b>	<b>21</b>
3.1 Contratos de licencia con producción .....	23
3.2 Contratos de producción compartida con producción .....	26
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO .....</b>	<b>29</b>
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....	29
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....	29
4.3. Otras actividades relevantes .....	29
a. Transparencia y acceso a la información pública .....	29
b. Fiscalización y Control Interno .....	30
c. Talleres para contratistas .....	31
d. Calendario de Transferencias .....	31
e. Gasto de Operación y Mecanismos de financiamiento del Gasto .....	31
f. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco .....	32

## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 245 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 Derecho Petrolero para el Bienestar (DPB), conforme al régimen fiscal aplicable a Pemex y las disposiciones legales vigentes en 2025, mismos que durante el trimestre ascendieron a un total de 44,559 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 pasado 18 de marzo en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el cual se prevé en el artículo 39. El DPB es enterado al Fondo por Pemex, en su carácter de asignatario, mediante pagos provisionales mensuales y en sustitución de los Derechos de Exploración (DEXP) y Extracción de hidrocarburos (DEXT), así como del de Utilidad Compartida (DUC).

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

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

	octubre-diciembre 2024	octubre-diciembre 2025
<b>Derecho Petrolero para el Bienestar</b>	-	44,559
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>	63,032	-
<b>Derecho de Extracción de Hidrocarburos</b>	20,151	-
<b>Derecho de Exploración de Hidrocarburos</b>	904	-
<b>Total</b>	<b>84,087</b>	<b>44,559</b>

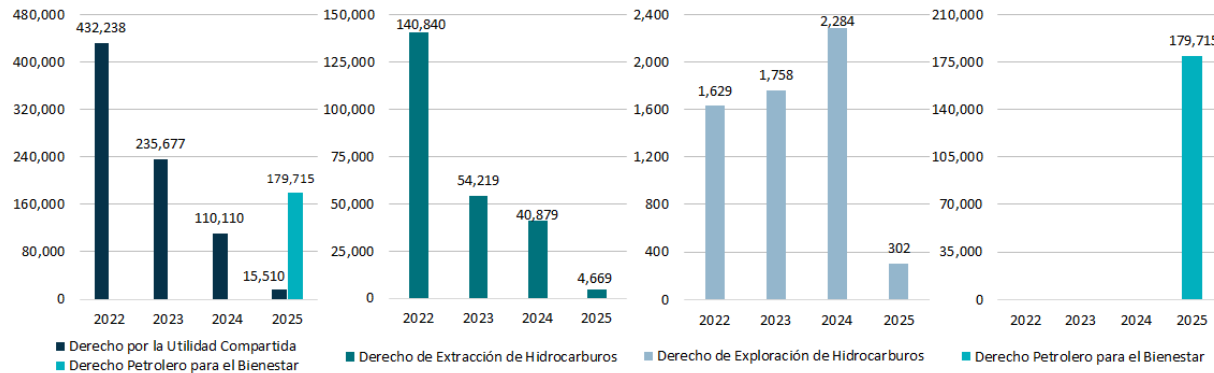
Destaca que el total de los ingresos recibidos por asignaciones durante el cuarto trimestre de 2025 fue inferior al observado en el mismo periodo del año anterior. Esta diferencia se explica porque en 2025, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de \$56.13 dólares por barril, en comparación con los \$65.43 dólares por barril registrados en el mismo periodo de 2024, lo que representó una disminución de 14.22%. Así como, por el diferimiento<sup>2</sup> del DUC y DEXT de agosto 2024, autorizando que dichos pagos pudieran realizarse a más tardar el 27 de noviembre de 2024.

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

<sup>2</sup>Decreto por el que se reforma el diverso por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado en el DOF el 25 de septiembre de 2024 y; el Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, ambos publicados el 30 de octubre y 22 de noviembre de 2024 en el DOF.

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

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



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

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado<sup>3</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 **d)** Por comercialización de hidrocarburos<sup>4</sup> de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

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

	Pesos	Dólares <sup>2/</sup>
Cuota exploratoria	239	
Regalía Adicional		13
Regalía Base		8
Penas convencionales <sup>3/</sup>		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular <sup>4/</sup>		551
<b>Total</b>	<b>239</b>	<b>571</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 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 \$6,617 dólares.

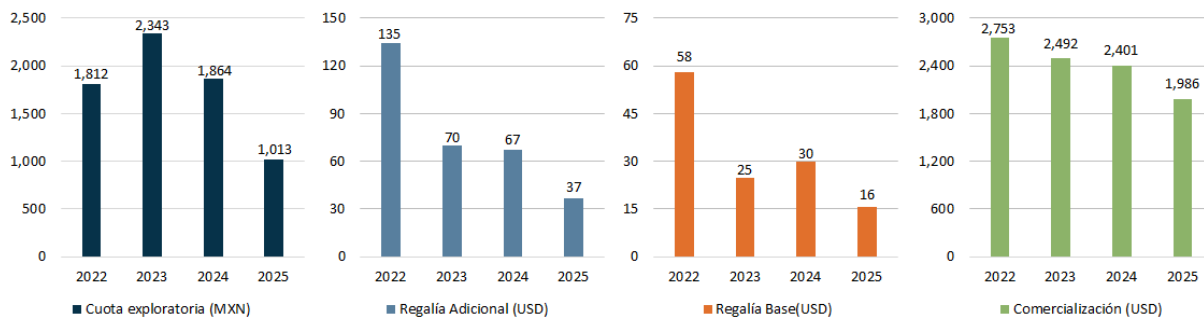
<sup>4/</sup> Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$164,069 dólares.

<sup>3</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

<sup>4</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 2022 a 2025:

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



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

Respecto a los ingresos provenientes de los contratos, durante el periodo enero a diciembre 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 \$61.61 dólares por barril, en comparación con los \$70.63 dólares por barril registrados en el mismo periodo de 2024, lo que representó una disminución de 12.8%.

## 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>5</sup>, conforme a lo siguiente:

<sup>5</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>**  
octubre-diciembre  
(Millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	-
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	-
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	597
<b>IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética <sup>2/</sup></b>	-
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	4
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	54,006
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	35
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	53,971
<b>Total</b>	<b>54,607</b>

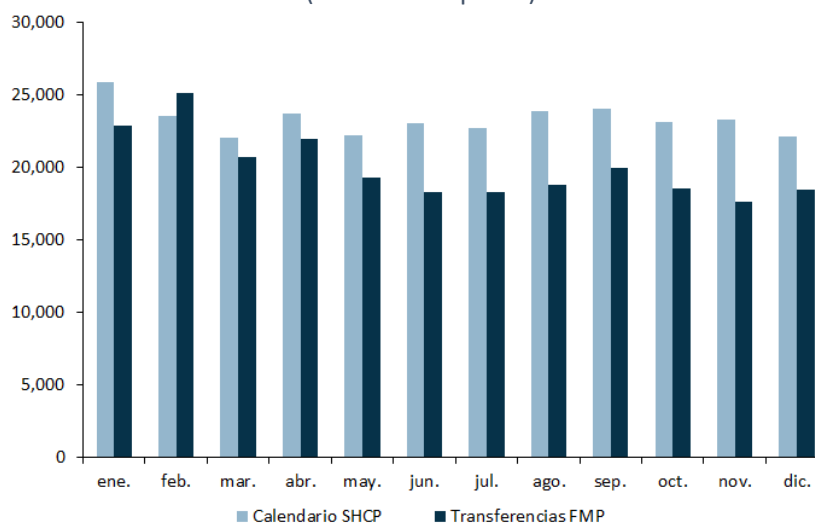
<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

<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 cuarto trimestre ascendieron a 54,607 millones de pesos, acumulando en el año un total de 239,823 millones de pesos equivalentes al 0.7% 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.

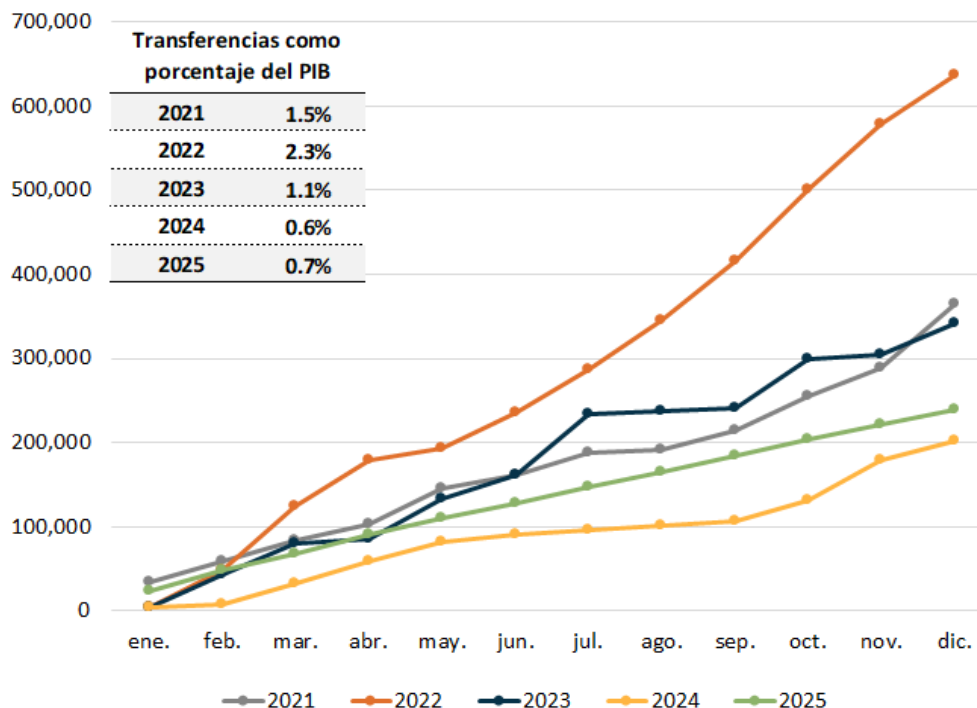
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

**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 2021 a 2025 (Gráfica 4):

**Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año<sup>6</sup>**  
(Millones de pesos)



<sup>6</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 Servicio de Administración Tributaria (SAT).



### 1.3 Registro del Fiduciario

Durante el cuarto trimestre no se registraron modificaciones a los contratos ni a las asignaciones.

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 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 diciembre 2025**

Tipo de asignación	Total
Asignaciones de Desarrollo Propio	411

## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

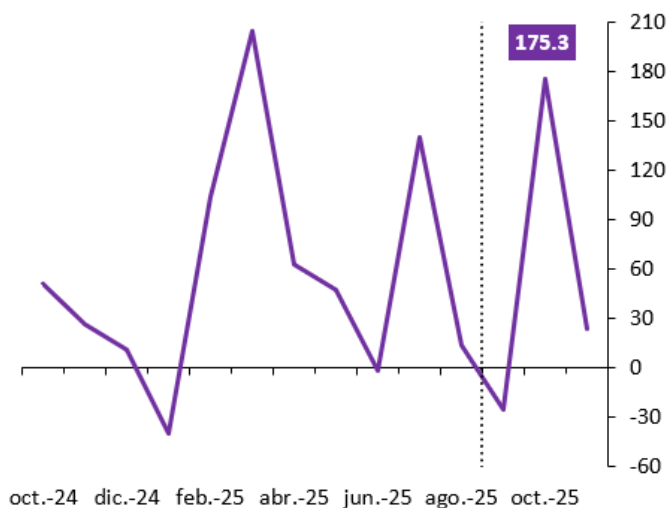
### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

En el cuarto trimestre del 2025, los mercados financieros internacionales cerraron con movimientos con un sesgo positivo. Sin embargo, destacó el cierre del gobierno federal en Estados Unidos, luego de que el Congreso no logró aprobar las leyes de financiamiento para mantener abiertas las operaciones del gobierno para el año fiscal 2026. Este comenzó el 1 de octubre y se prolongó hasta el 12 de noviembre, con lo que, con una duración de 43 días, se convirtió en el cierre del gobierno más largo en la historia del país. La resolución otorgó un financiamiento para la mayor parte del gobierno hasta el 30 de enero, aunque algunos programas, como los beneficios de asistencia alimentaria, se cubrieron hasta el 30 de septiembre. Durante el cierre se detuvo la entrega de ayuda alimentaria a millones de hogares, se cancelaron miles de vuelos y se dejó sin salario a los trabajadores federales, con efectos que podrían tardar días o semanas en superarse por completo.

Asimismo, derivado del cierre, se pausó la publicación de datos económicos, por lo que algunas publicaciones privadas comenzaron a cobrar relevancia para formar las expectativas de política monetaria hacia finales del año. En particular destacaron los recortes de empleo publicados por la empresa *Challenger, Gray and Christmas* que aumentaron en 173.5% anual en el mes de octubre, luego del -25.8% previo, casi el triple que el mismo mes del año anterior, impulsados por los sectores tecnológico y de almacenamiento, alcanzando máximos para un octubre desde 2003. Además, se anunciaron los menores planes de contratación desde 2011, pues de acuerdo con la compañía, algunas industrias están corrigiendo sus plantillas tras el auge de contrataciones de la pandemia, pero a la par la adopción de la inteligencia artificial, el enfriamiento del gasto, y el aumento de los costos impulsaron medidas de austeridad y congelamientos en las contrataciones (Gráfica 5). Este relajamiento del mercado laboral también se observó en los datos de las nóminas no agrícolas de septiembre que se dieron a conocer hasta noviembre, los cuales mostraron que la tasa de desempleo aumentó a 4.4% desde el 4.3% anterior y esperado, nivel máximo en cuatro años.

**Gráfica 5. Recortes de empleo por Challenger  
Gray and Christmas**  
(% mensual)

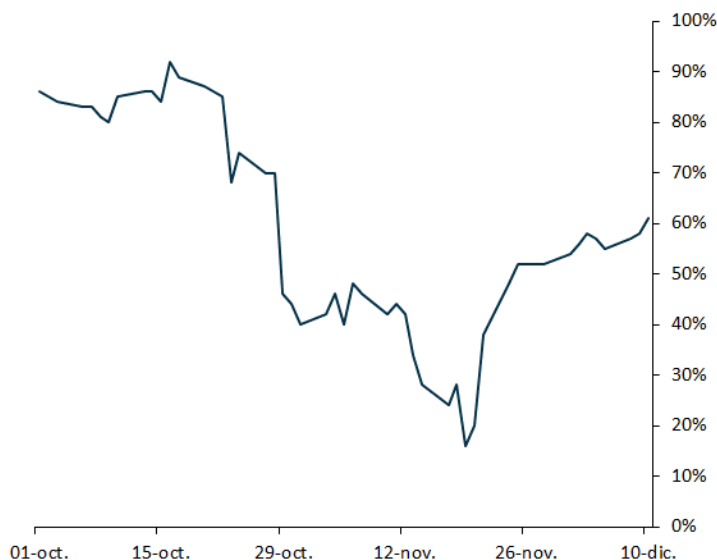


Fuente: Bloomberg.

Ante el debilitamiento en el mercado laboral de los Estados Unidos, los participantes del mercado comenzaron a esperar mayor flexibilización monetaria por parte de la Reserva Federal, escenario que se materializó con un recorte de tasa a finales de octubre, y uno más a inicios de diciembre. A pesar de esto, la trayectoria esperada para la tasa de referencia durante el trimestre fue incierta, esto dada la ausencia de datos económicos clave para los funcionarios del Comité Federal de Mercado Abierto (FOMC).

La situación se exacerbó después de la reapertura del gobierno, puesto que las agencias estadísticas señalaron que algunos datos clave para octubre nunca serían publicados, y que los datos de noviembre se darían a conocer hasta después de la reunión de diciembre, por lo que los funcionarios no podrían tomarlos en cuenta durante dicha decisión. Con esto, la probabilidad de un recorte a la tasa de referencia en dicha reunión, de acuerdo al mercado de futuros de la tasa de referencia, llegó a caer desde más de 90% a mediados de octubre, hasta por debajo del 20% a finales de noviembre. Este se recuperaría hasta el 60%, conforme los gobernadores de la Reserva Federal, los miembros más influyentes del FOMC, revelaran un sesgo más acomodaticio en sus discursos (Gráfica 6).

**Gráfica 6. Probabilidad de un recorte de 25 pb a la tasa de fondos federales en la reunión de diciembre**  
(%)

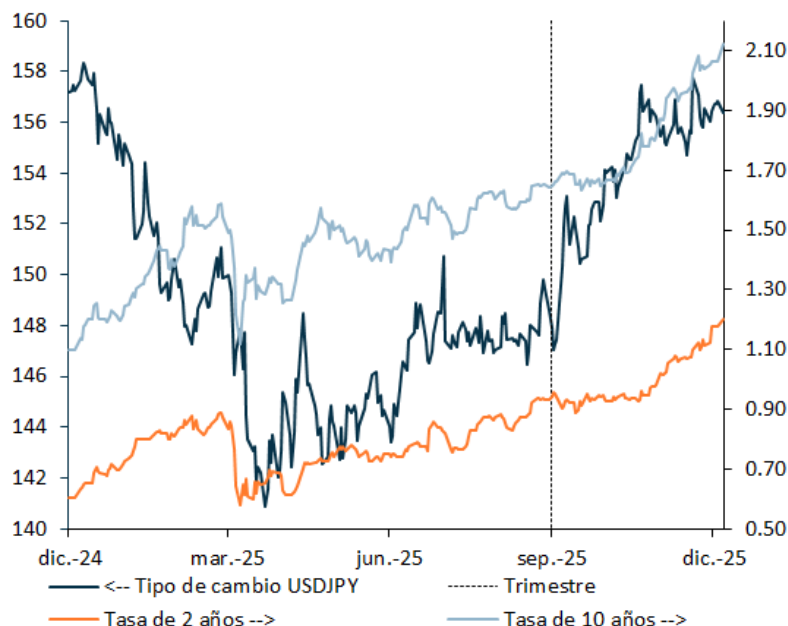


Fuente: Bloomberg.

Fuera de Estados Unidos, destacó el desempeño de los activos japoneses. En particular, el yen se depreció en -5.96% durante el trimestre, además de que las tasas de rendimiento de la deuda gubernamental japonesa aumentaron, en 23 puntos base (pb) para el sector de dos años y en 42 pb para el sector de 10 años (Gráfica 7). Esto fue impulsado principalmente por la elección de Sanae Takaichi como titular del Partido Liberal Democrático, convirtiéndola así en primera ministra. Takaichi es conocida por su preferencia a favor de mayores estímulos fiscales y monetarios, con lo que se comenzó a anticipar un mayor endeudamiento, un mayor gasto gubernamental, y un banco central más flexible.

Por otra parte también destacó en noviembre, la mandataria japonesa afirmó que, si China recurriera a la fuerza para tomar el control de Taiwán, la situación podría considerarse una amenaza para la supervivencia de Japón, lo que abriría la puerta a que Tokio desplegara a sus fuerzas armadas. El gobierno chino la acusó de entrometerse en asuntos internos y amenazó represalias económicas, debilitando a los activos nipones. Además, a final de año, el Banco de Japón aumentó su tasa de referencia por segunda ocasión en el año, llevándola a 0.75%, un máximo en 30 años, provocando aumentos en la parte corta de la curva japonesa, y acotando las pérdidas del yen que se dieron a inicios del trimestre.

**Gráfica 7. Tipo de cambio USDJPY y rendimientos de 2 y 10 años de Japón**  
(yen por dólar, %)

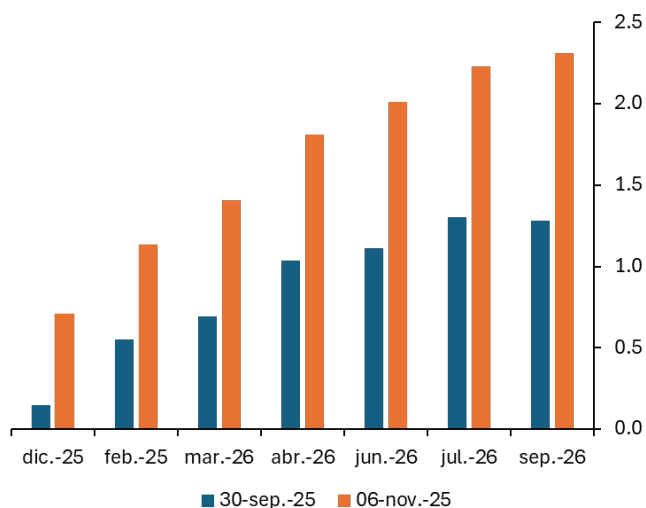


Fuente: Bloomberg.

Por su parte, en el Reino Unido la atención se centró en el paquete fiscal presentado en noviembre por la canciller Rachel Reeves bajo el gobierno de Keir Starmer, el cual brindó confianza a los inversionistas sobre la salud fiscal de la región. El presupuesto amplió el colchón fiscal a 22 mil millones de libras, apoyado en nuevos gravámenes a viviendas de alto valor, mayores impuestos a la propiedad y al ahorro, cambios en las contribuciones al seguro nacional y la congelación de umbrales del impuesto sobre la renta hasta abril del 2031. El plan combinó mayor recaudación con más gasto social, incluyendo apoyos a familias, pensiones y salarios, con el objetivo de estabilizar el déficit e impulsar el crecimiento económico. A pesar de esto, se espera que la presión fiscal del Reino Unido alcance el 38% del PIB hacia el final del horizonte de pronóstico, su nivel más alto desde que se tienen registros.

Por otro lado, las expectativas para los movimientos del Banco central se ajustaron tras la decisión de noviembre, donde mantuvieron la tasa de interés en 4% tras una votación dividida de 5 a 4, sentando las bases para un posible recorte en diciembre, ante una desaceleración en las cifras de precios al consumidor de la nación. Más tarde, en diciembre, recortaron la tasa de interés en 25 pb, mediante una votación dividida de 5 a 4, en lo que fue el primer recorte desde agosto. A pesar de esto, el gobernador Andrew Bailey comentó que el margen para reducir tasas hacia adelante sería más limitado. Dados estos dos eventos, durante el trimestre, las tasas de los Gilts cayeron en -28 pb y en -22 pb en los nodos de dos y diez años respectivamente.

**Gráfica 8. Expectativas de recortes acumulados para el Banco de Inglaterra de acuerdo con OIS**  
(número)



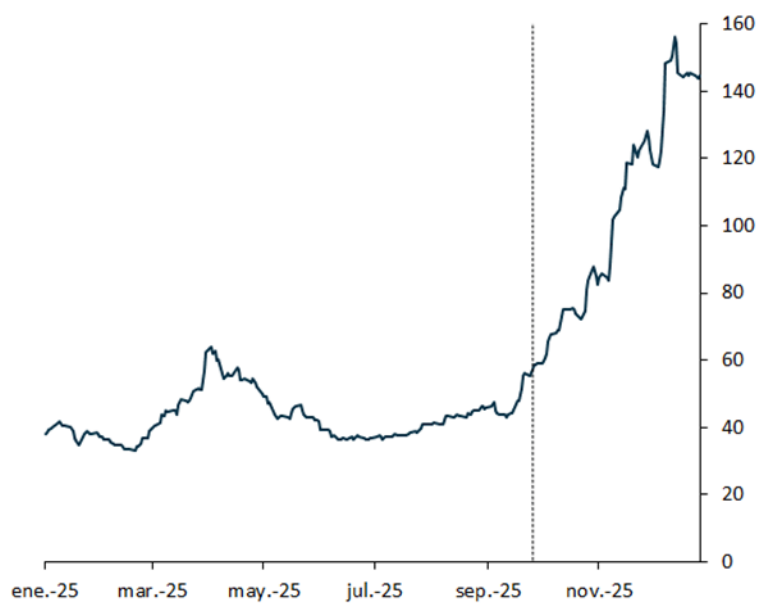
Fuente: Bloomberg.

Finalmente, en los mercados de divisas las monedas del G-10 registraron ganancias, con excepción del yen. Asimismo, el dólar neozelandés perdió terreno luego de que el Banco central recortó la tasa de referencia en 50 puntos base (pb) a inicios del periodo, sorprendiendo a los participantes del mercado que esperaban un recorte de 25 pb; mientras que la corona noruega se depreció ante el dólar, siguiendo los movimientos de los mercados energéticos.

Por otra parte, en los mercados de capitales globales, los movimientos fueron positivos en su mayoría. En Estados Unidos, los principales índices accionarios presentaron ganancias durante el trimestre, impulsados por un mes de octubre donde el optimismo en torno a la inteligencia artificial fue la retórica dominante. El rally de octubre logró más que compensar los movimientos negativos que se dieron durante los últimos dos meses del año, principalmente noviembre, debido a que los inversionistas se notaron preocupados por las elevadas valuaciones de algunas empresas con exposición al sector de IA. Esto se reflejó particularmente en empresas tecnológicas con menor consolidación que las empresas más dominantes del sector, donde a pesar de resultados y proyecciones positivas, los niveles de endeudamiento y gasto fueron percibidos como una negativa.

Lo señalado anteriormente provocó que algunos inversionistas comenzaran a utilizar los swaps de incumplimiento crediticio (CDS por sus siglas en inglés), de este tipo de empresas como una cobertura ante una posible corrección del mercado. Destacó particularmente el caso de los CDS a 5 años de Oracle, cuyo precio aumentó en casi 150% durante el trimestre (Gráfica 9). Fuera de Estados Unidos, destacaron los avances en Japón debido a la expectativa de mayores estímulos fiscales por parte de la nueva administración, y en el Reino Unido, ante la posibilidad de un Banco central más acomodaticio de lo que se esperaba a inicios de trimestre.

**Gráfica 9. CDS de Oracle a cinco años**  
(dólares por swap)

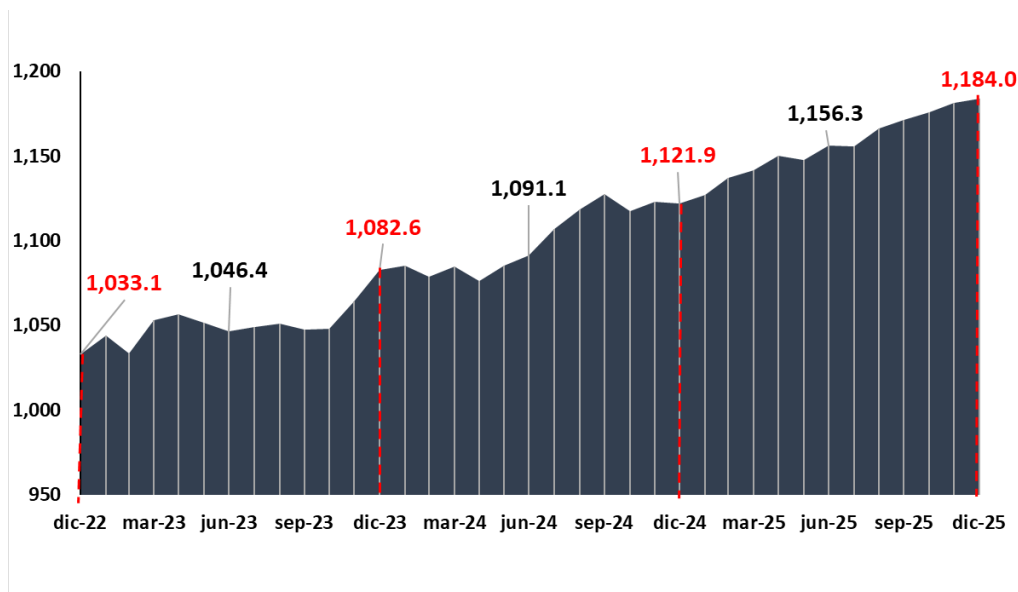


Fuente: Bloomberg.

## b. Desempeño de la cartera de inversión

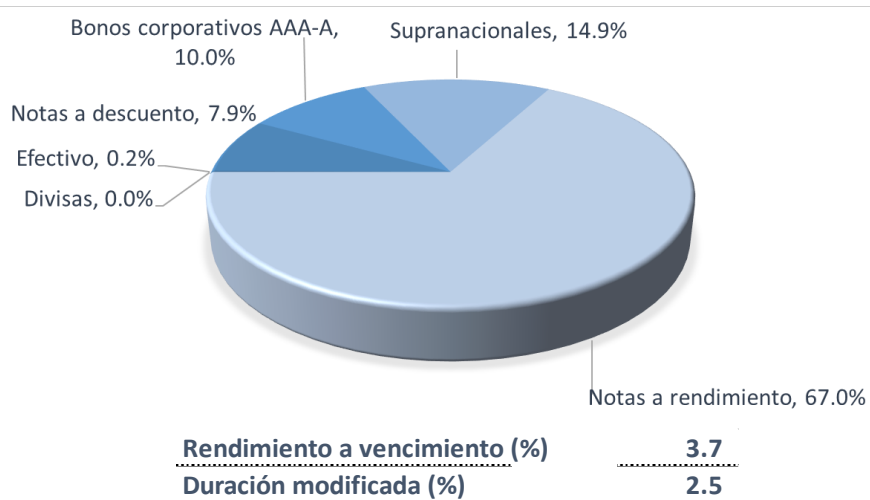
La cartera de inversión presentó un rendimiento de 1.1%, 3 puntos base (pb) por arriba del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,184 millones de dólares.

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



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

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

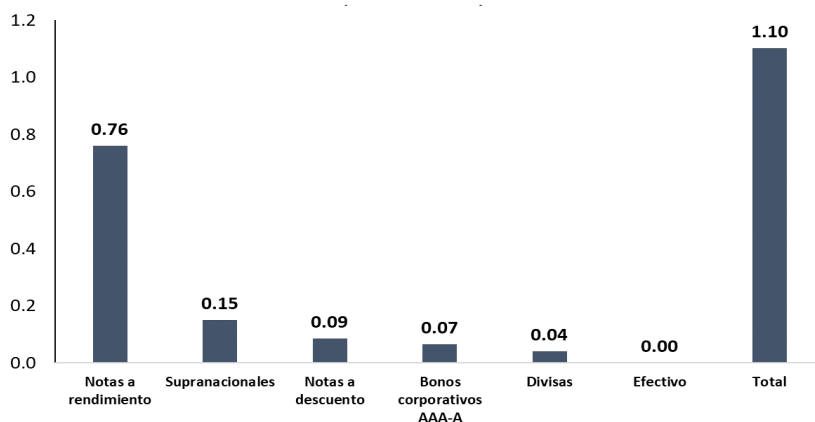




El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explicó principalmente por el buen desempeño de las notas a rendimiento del Tesoro estadounidense, que aportaron 76 pb al total. En un entorno marcado por dos recortes de la Reserva Federal y una caída significativa en la parte corta de la curva, las emisiones supranacionales y los bonos corporativos también registraron resultados positivos, sumando 15 y 7 pb, respectivamente.

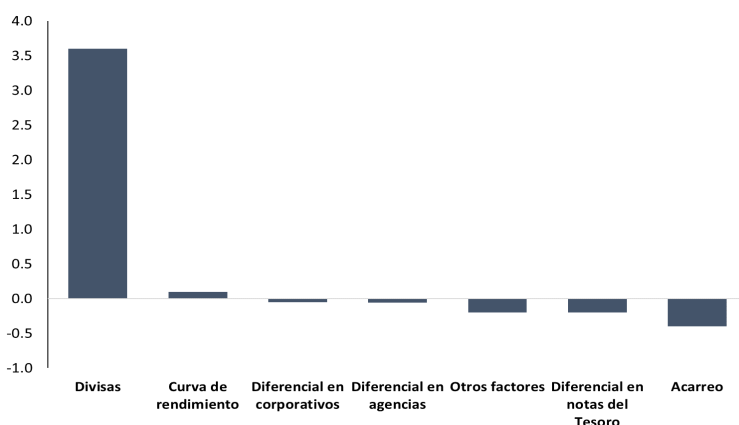
Finalmente, el sector de divisas tuvo un desempeño positivo, sumando 4 pb al rendimiento del periodo.

**Gráfica 12. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**



En el detalle, los 3 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores<sup>7</sup>. El componente más relevante fue el de divisas, que sumó alrededor de 4 pb al rendimiento, principalmente por las posiciones activas en dólar canadiense, australiano y neozelandés. De manera marginal, también se acumularon efectos negativos en los factores de acarreo y diferenciales (agencias y notas del Tesoro). En contraste, el modelo identificó un pequeño efecto positivo en la curva de rendimiento (Gráfica 13).

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



<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.

La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras según los efectos de atribución<sup>8</sup>. Se observa un efecto positivo de 4 pb como resultado del efecto de divisas derivado de las posiciones tomadas durante el periodo. En contraste, el sector de supranacionales mostró efectos negativos marginales en las tres dimensiones del modelo —asignación de activos, selección de instrumentos y costos de transacción—, reflejando un impacto moderado pero desfavorable sobre el desempeño relativo de 1 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>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>3</b>
Notas a descuento y Efectivo	0	0	0	0	0
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	0	0	0	0
Supranacionales	0	0	0	0	-1
Divisas	0	0	0	4	4

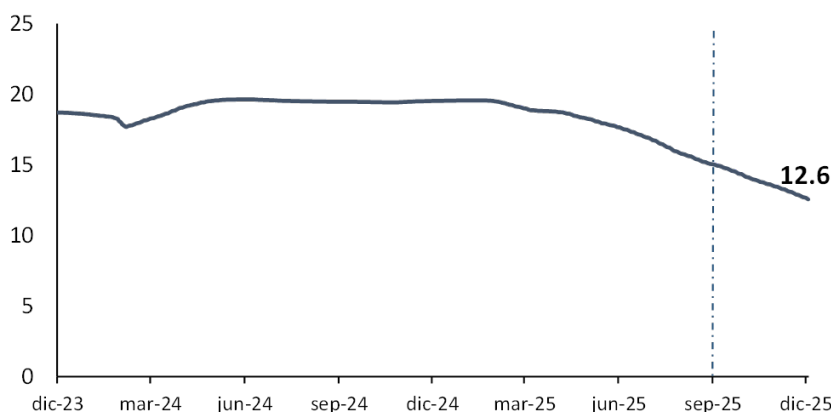
## 2.2 Administración de riesgos

### 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 12.6 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

**Gráfica 14. Tracking Error de la cartera de inversión**

(Puntos base)



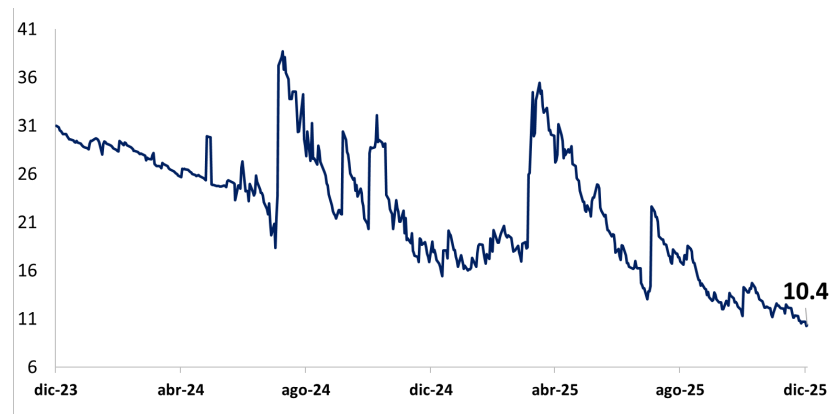
Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 10.4 pb (Gráfica 15), frente a los 13 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 1.2 millones de dólares en un solo día. Las notas del

<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.

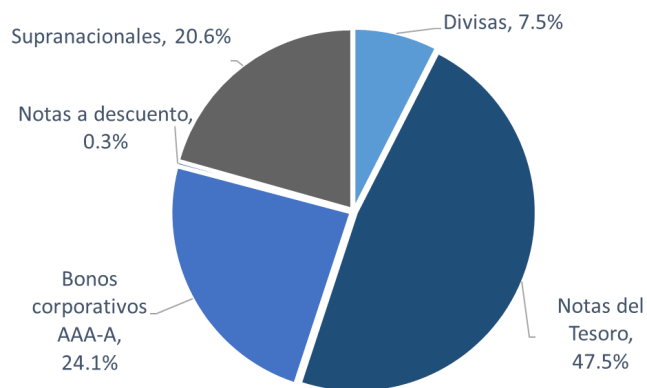
<sup>9</sup> El Tracking Error representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son pb.

Tesoro de Estados Unidos fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 48% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 24%. El resto de los activos en conjunto representaron el 28% del VaR total de la cartera (Gráfica 16). Se observó una disminución en la volatilidad del VaR durante el cuarto trimestre, lo que respondió a una baja en la volatilidad de tasas y *spreads*, impulsada por expectativas monetarias más estables y menor incertidumbre inflacionaria.

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



**Gráfica 16. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión**



### b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

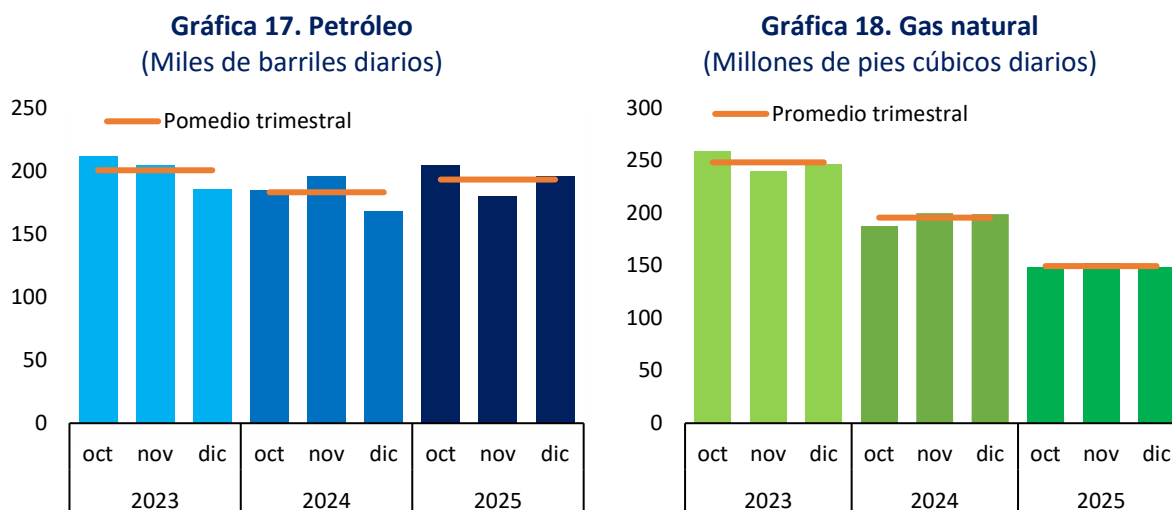
**Tabla 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de diciembre**

<b>AAA</b>	<b>AA</b>	<b>A</b>	<b>BBB y menos</b>	<b>Efectivo</b>
15%	76%	8%	0%	1%

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

Durante el cuarto trimestre del 2025, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos, cuya producción de petróleo promedió 193 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa un aumento de 5% contra el mismo trimestre de 2024. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 24% con un promedio de 150 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

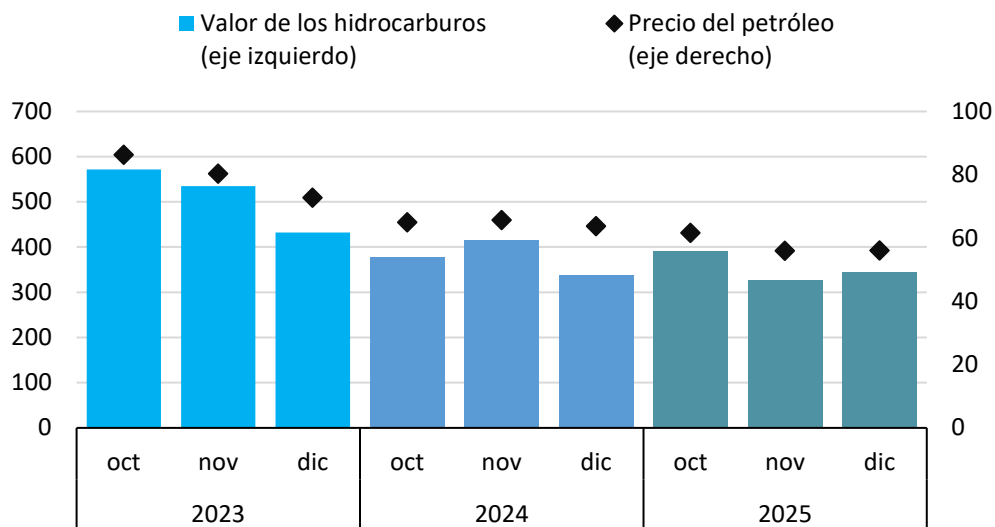
#### Producción de hidrocarburos<sup>1</sup> octubre-diciembre



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 1,062 millones de dólares, monto 6% menor que el observado el mismo trimestre del 2024.

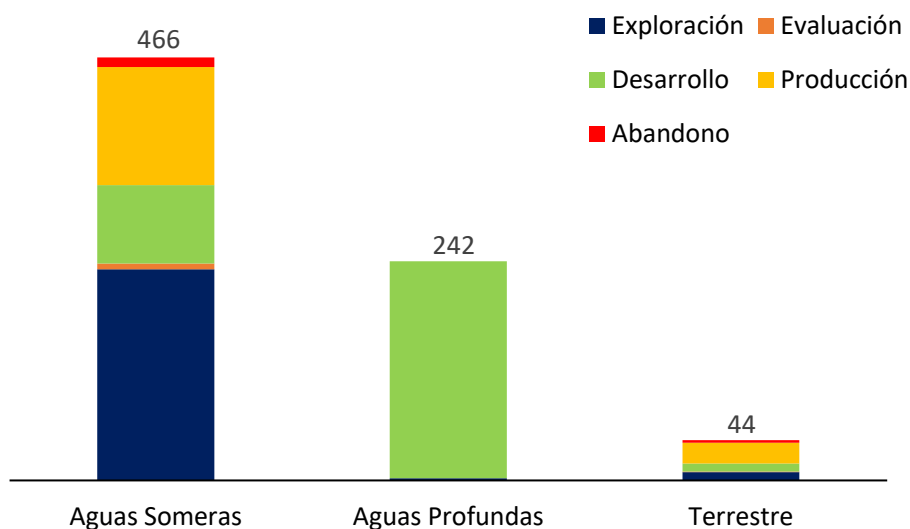
**Gráfica 19. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>12</sup>**  
(Millones de dólares y dólares por barril)



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. Se refiere al precio promedio del petróleo ponderado por la producción de cada contrato.

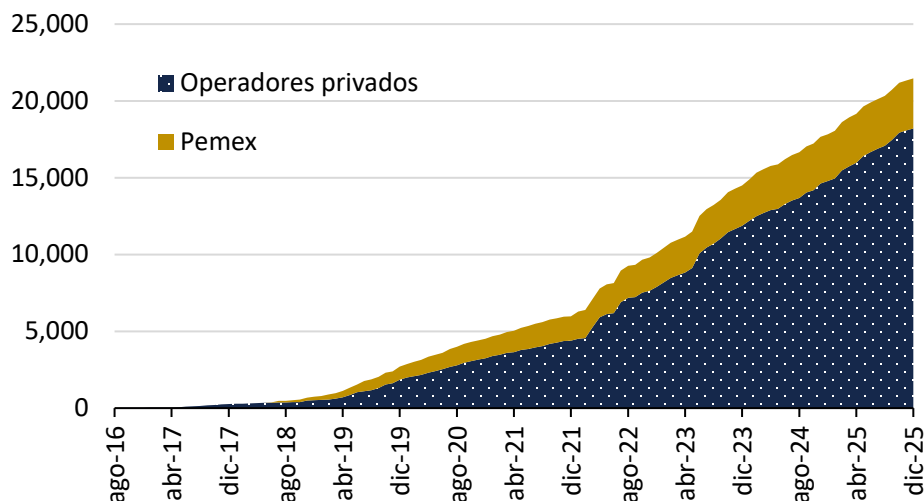
En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 752 millones de dólares, de las cuales 466 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 242 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

**Gráfica 20. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad**  
octubre-diciembre  
(Millones de dólares)



Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos hasta el cuarto trimestre de 2025 ascienden a 21,468 millones de dólares.

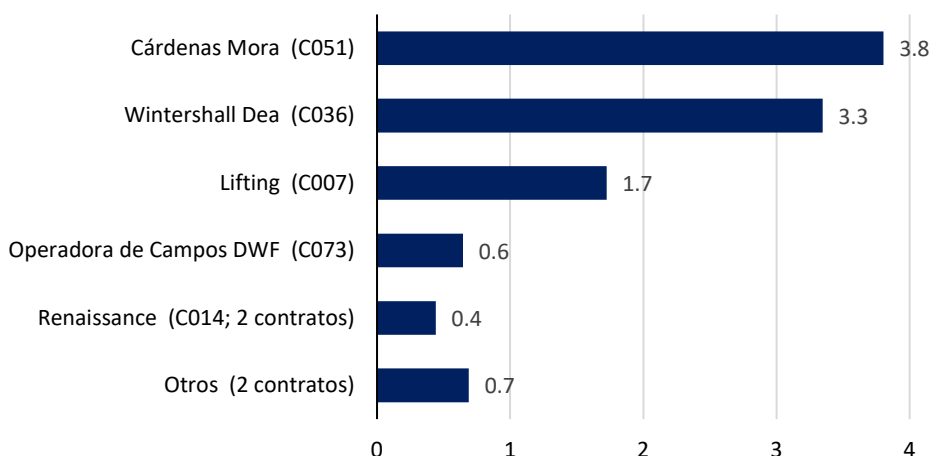
**Gráfica 21. Inversión acumulada por tipo de operador**  
(Millones de dólares)



### 3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 17 de los 74 contratos en modalidad de licencia tuvieron producción, de los cuales 8 extrajeron petróleo, 17 gas natural y 15 condensados. La producción promedio fue de 11 mbd de petróleo y 38 mmpcd de gas natural. El contrato Cárdenas Mora (C051) tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 36% del total.

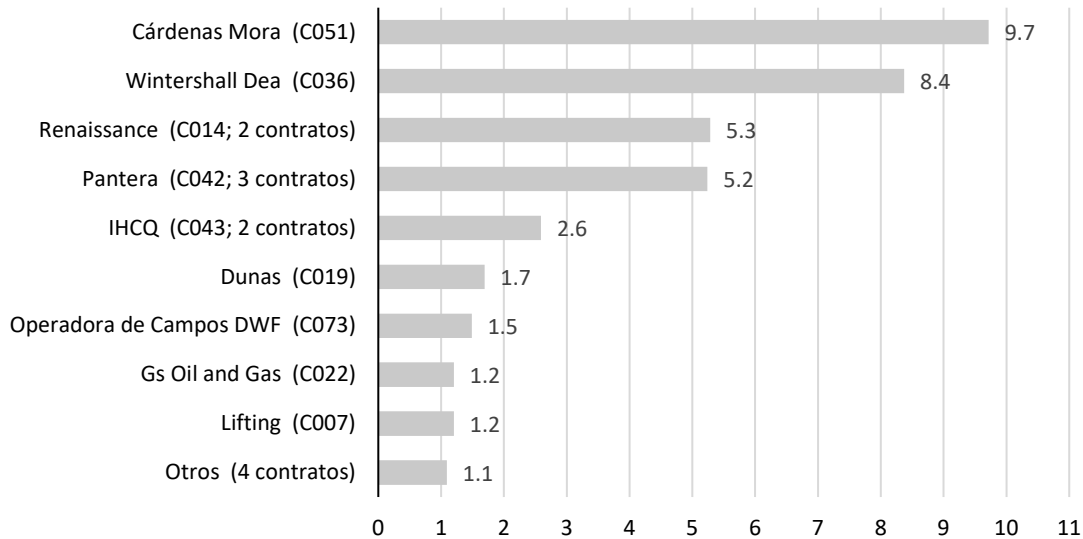
**Gráfica 22. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista <sup>1 2</sup>**  
octubre-diciembre  
(Miles de barriles diarios)



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. Otros corresponde a los contratistas: Bloque VC 01 (C052) y Vista Energy Holding II (C045).

**Gráfica 23. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista<sup>1 2 3 4</sup>**  
octubre-diciembre  
(Millones de pies cúbicos diarios)



- Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
- Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue utilizado para los cálculos realizados durante octubre, noviembre y diciembre.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Otros corresponde a los contratistas: CMM Calibrador (C018), Grupo Mareógrafo (C017), VC-01 (C052) y Vista (C045).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 67 millones de dólares, de los cuales 21 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>**  
octubre-diciembre  
(Dólares de los EE. UU.)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
oct-25	24,037,555	1,635,994	5,928,664	7,564,658
nov-25	21,754,470	1,447,857	5,619,955	7,067,813
dic-25	21,247,227	1,426,903	4,908,229	6,335,132
<b>Total</b>	<b>67,039,253</b>	<b>4,510,754</b>	<b>16,456,848</b>	<b>20,967,602</b>

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

<sup>10</sup> Los contratistas y la Secretaría de Energía (SENER) 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 SENER 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, los menores precios de petróleo resultaron en menores tasas para la regalía base. La tasa de regalía base, ponderada por el valor de cada hidrocarburo, promedió 7.53% para petróleo, 2.58% para el gas natural asociado, 0.06% para el gas no asociado y 5.01% para los condensados.

**Tabla 9. Regalía Base <sup>1</sup>**  
octubre-diciembre  
(Porcentajes y Dólares de los EE. UU.)

Tipo de hidrocarburo	Valor mínimo de la tasa aplicada <sup>2/</sup>	Valor máximo de la tasa aplicada	Tasa calculada <sup>3/</sup>	Regalía base <sup>4/</sup>	Porcentaje del total
<b>Petróleo</b>	7.50%	7.71%	7.53%	4,256,421	94.36%
<b>Gas natural asociado</b>	NA	5.43%	2.58%	175,179	3.88%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.00%	7.49%	0.06%	613	0.01%
<b>Condensados</b>	5.00%	6.17%	5.01%	78,540	1.74%
<b>Total</b>				<b>4,510,754</b>	<b>100%</b>

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).
2. Para petróleo, gas no asociado y condensados, se refiere al porcentaje de regalía base que corresponde cuando los precios se observan por debajo de los umbrales An, Dn y Gn; respectivamente, de acuerdo al artículo 24 de la LISH.
3. Se refiere al promedio de la tasa aplicada a cada contratista ponderado por el valor contractual del hidrocarburo extraído.
4. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**Tabla 10. Regalía Adicional <sup>1</sup>**  
octubre-diciembre  
(Porcentajes y Dólares de los EE. UU.)

	Tasa aplicada <sup>2/</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	48,445,552	6,297,922	38.3%
<b>Ronda 1.3</b>	60%	14,019,116	8,471,001	51.5%
<b>Ronda 2.2</b>	24%	817,004	197,497	1.2%
<b>Ronda 2.3</b>	40%	3,757,580	1,490,429	9.1%
<b>Total</b>		<b>67,039,253</b>	<b>16,456,848</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 15 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 33 certificados pertenecientes a contratistas que adeudan al Estado o que están a la espera de la confirmación, por parte de la SENER, respecto a los montos de las penas generadas por dichos adeudos.

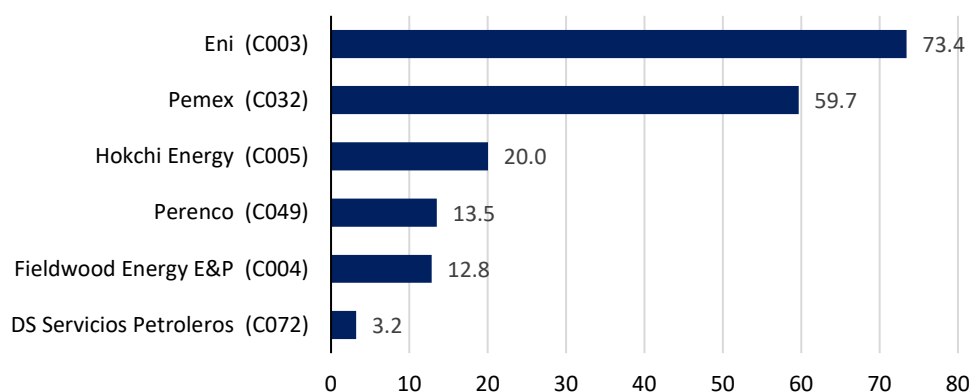
Este trimestre se implementaron ajustes a las contraprestaciones previamente calculadas de dos contratos afectando a 45 periodos. Para un contrato se realizaron ajustes a 44 periodos de acuerdo a la instrucción de la SHCP y, para otro contrato se recalculó un periodo debido a la modificación de la SENER a la información de producción.

### 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.

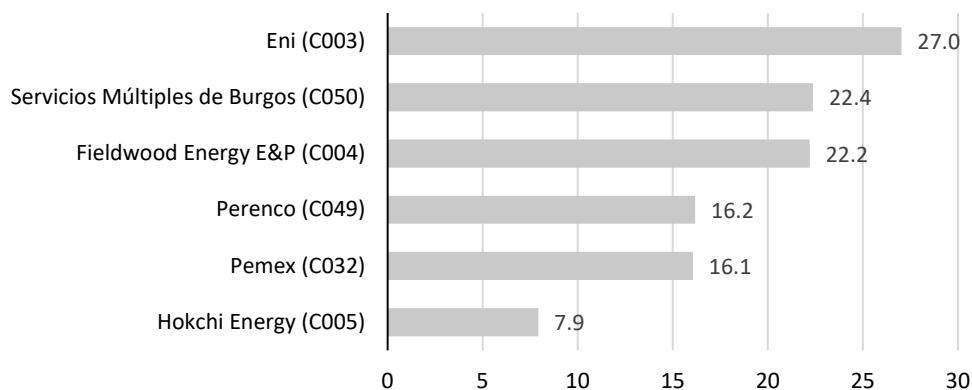
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 183 mbd de petróleo y 112 mmpcd de gas natural. El contrato Amoca-Miztón-Tecoalli (C003) tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 40% del total.

**Gráfica 24. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista<sup>1</sup>**  
octubre-diciembre  
(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.

**Gráfica 25. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista<sup>1 2 3</sup>**  
octubre-diciembre  
(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 fue utilizado 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 especie<sup>12</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 995 millones de dólares.

**Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida<sup>1 2</sup>**  
octubre-diciembre  
(Dólares de los EE. UU.)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>oct-25</b>	366,661,501	357,681,282	8,369,537	610,683
<b>nov-25</b>	305,217,329	294,207,611	10,240,695	769,022
<b>dic-25</b>	322,976,390	311,731,442	10,511,312	733,635
<b>Total</b>	<b>994,855,220</b>	<b>963,620,335</b>	<b>29,121,544</b>	<b>2,113,340</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 16 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:

**Tabla 12. Distribución final de la producción**  
octubre-diciembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (Miles de barriles)	Gas Natural (Miles de millones de BTU)	Condensados (Miles de barriles)
<b>Estado</b>	8,845	4,323	54
<b>Pemex</b>	1,118	1,464	11
<b>Operadores privados</b>	6,659	4,688	33
<b>Total</b>	<b>16,621</b>	<b>10,475</b>	<b>98</b>

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 118 periodos correspondientes a 2 contratos. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la autoridad correspondiente, en el ámbito de sus respectivas facultades, así como por la identificación de costos asociados al Programa Mínimo de Trabajo por parte de los contratistas para los periodos aplicables de febrero de 2018 a septiembre de 2022.

Conforme a las reglas establecidas en los contratos de producción compartida, los contratistas tienen la obligación de entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la

<sup>12</sup> Exceptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Nación para su venta. En este contexto, el Fondo recibió un total de 551 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 24 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 2</sup>**  
octubre-diciembre  
(Millones de dólares de los EE. UU.)

<b>Comercializador</b>	<b>Ingresos por comercialización<sup>3</sup></b>	<b>Comisiones cubiertas<sup>4</sup> (No incluye IVA)</b>
<b>P.M.I.<sup>5</sup></b>	<b>550.9</b>	<b>23.6</b>

1. Corresponde a lo causado para todos los hidrocarburos comercializados en los periodos de agosto a octubre de 2025 para los contratos de Fieldwood (C004), Hokchi (C005), Pemex (C032), Pemex-Perenco (C049) y Pemex-Diavaz (C072).
2. Para el caso de ENI (C003) corresponde a lo causado para el gas natural y los condensados de agosto de 2025, todos los hidrocarburos comercializados de septiembre y octubre de 2025 y el petróleo de noviembre de 2025.
3. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 164 mil dólares.
4. Contraprestación por los servicios de comercialización de acuerdo con la información reportada por P.M.I. en el SIPAC.
5. 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 SENER, recibió y realizó el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,694.86 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por dicha autoridad<sup>13</sup>.

<sup>13</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 segundo convenio modificatorio al Acuerdo que determina el procedimiento para que el Fondo reciba y realice el enterero del IVA, a nombre y por cuenta de la SENER, suscrito por dicha Dependencia 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 18,822,659 pesos, conforme a lo siguiente:

**Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**  
octubre-diciembre  
(Millones de pesos)

Concepto	4to Trimestre
Recursos Humanos	13.70
Costos de Ocupación	1.10
Tecnologías de la Información	1.40
Otros Gastos de Operación	0.03
Subtotal	16.23
IVA	2.60
<b>Total</b>	<b>18.83</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 10 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas relacionados 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 y nuevo micrositio

En cumplimiento de las obligaciones legales en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo publica de manera mensual información estadística a través de la plataforma SIE-BANXICO, las cuales se refieren, principalmente, a datos sobre la producción desagregada por tipo de hidrocarburo, los ingresos derivados por comercialización, las contraprestaciones correspondientes al Estado y a los contratistas, así como los montos de inversión reportados por las empresas. Al cierre del trimestre, 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 presentar la información estadística, y se rediseñó la infografía con datos sobre los precios del petróleo, herramientas que se emplean para las publicaciones en la cuenta de X (Twitter) del Fondo. Asimismo, se desarrolló un nuevo formato para el reporte mensual, con el objetivo de mejorar la presentación y consistencia de la información. Cabe destacar que se elaboró un guion para la producción de un video explicativo de la sección “Visualización geoespacial de los contratos”, en colaboración con la Oficina de Comunicación Digital y Multimedia, con el fin de fortalecer la estrategia de comunicación del fideicomiso.

## b. Fiscalización y Control Interno

### i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

#### Auditoría 264

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, 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 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.

### ii. Auditoría Interna

#### Auditoría GAS-11/25 “Sistema de Mensajería Financiera”.

La Unidad de Auditoría del Banco de México concluyó con los trabajos de la auditoría GAS-11/25, 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”.

Durante el último trimestre del año, la Unidad de Auditoría del Banco de México, continuó con la auditoría GAS-16/25 “Administración de la Reserva del FMPED”, la cual tiene como objeto verificar que la administración de la reserva del Fondo se realice conforme a la normativa aplicable y que se cuente con la documentación que soporte las operaciones, así como evaluar que se cuente con mecanismos de control que permitan mitigar los riesgos inherentes.

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría. Una vez concluida la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

### **iii. Auditor Externo**

Durante el trimestre, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información realizados por el auditor externo, con motivo de la dictaminación de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2025.

### **iv. Fortalecimiento al Control Interno**

En este trimestre, se inició la actualización del Manual de Procedimiento de Operación de la Administración Financiera de los Contratos y del Manual de Procedimiento de Operación de la Gestión Administrativa del FMPED, con el objetivo de alinear su contenido a la legislación derivada de la reciente reforma en materia de hidrocarburos y empresas públicas estatales.

Asimismo, se concluyó la verificación del cumplimiento en la revisión de privilegios de acceso a las herramientas de tecnologías de la información utilizadas, se atendió el seguimiento y verificación de la implementación de controles de ciberseguridad correspondientes al tercer cuatrimestre de 2025, y se realizó la revisión del control de cifrado de información, en cumplimiento con lo establecido en el plan de trabajo de ciberseguridad del Fondo.

### **c. Talleres para contratistas**

En diciembre, el Fondo organizó el cuarto taller del 2025 el cual busca apoyar a los contratistas en el manejo del sistema informático del Fondo para cumplir con sus obligaciones contractuales asociadas al 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 97 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la SENER y el Servicio de Administración Tributaria.

### **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 17 de diciembre de 2025 la SHCP en su carácter de fideicomitente comunicó al Fondo el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2026, 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 2026 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 232,630.4 millones de pesos.

### **e. Gasto de Operación y Mecanismos de financiamiento del Gasto**

El Gasto de Operación del Fondo para el 2026 será igual al autorizado para el ejercicio 2024, ajustado a la variación que haya observado el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), durante los ejercicios 2024 y 2025, 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 2025 fue de 3.69%, este fiduciario determinó el monto del Gasto de Operación 2026 en 143,493,150 pesos, conforme a lo siguiente:

**Tabla 15. Gasto de Operación 2026<sup>1/</sup>**  
(Pesos)

Concepto	Importe
<b>Recursos Humanos</b>	<b>104,274,814</b>
Remuneraciones	100,751,097
Otros	3,523,717
<b>Costos de Ocupación</b>	<b>5,932,904</b>
Adaptación de oficinas	1,171,447
Gastos y servicios inmobiliarios	4,761,457
<b>Tecnologías de la Información</b>	<b>25,629,432</b>
Infraestructura tecnológica	9,918,150
Servicios	15,711,282
<b>Otros Gastos de Operación</b>	<b>7,656,000</b>
Miembros independientes CT	1,160,000
Auditorías y asistencia legal	6,368,400
Contraprestación por servicios y manejo de cuenta	127,600
<b>Total Gastos de Operación</b>	<b>143,493,150</b>

<sup>1/</sup> 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 2026, el Fondo acumulará intereses para cubrir 2 veces el Gasto de Operación menos las disponibilidades al cierre de 2025. Al respecto, el monto estimado a acumular por concepto de intereses es de 122,448,073 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 2026 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.