

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 2026**

Ciudad de México, 23 de abril de 2026

INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 2026

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

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

Contenido

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.....	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.....	6
1.3 Registro del Fiduciario.....	9

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión	10
a. Condiciones económicas.....	10
b. Desempeño de la cartera de inversión	13
2.2 Administración de riesgos.....	16
a. Cumplimiento de límites de riesgo	16
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	17

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

3.1 Contratos de licencia con producción	20
3.2 Contratos de producción compartida con producción.....	23

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México.....	27
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo.....	27
4.3. Otras actividades relevantes	27
a. Transparencia y acceso a la información pública.....	27
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 294 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 2026, mismos que durante el trimestre ascendieron a un total de 43,045 millones de pesos¹.

El mencionado DPB se realizó de conformidad con la reforma a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada el pasado 18 de marzo de 2025 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 por la Utilidad Compartida (DUC).

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

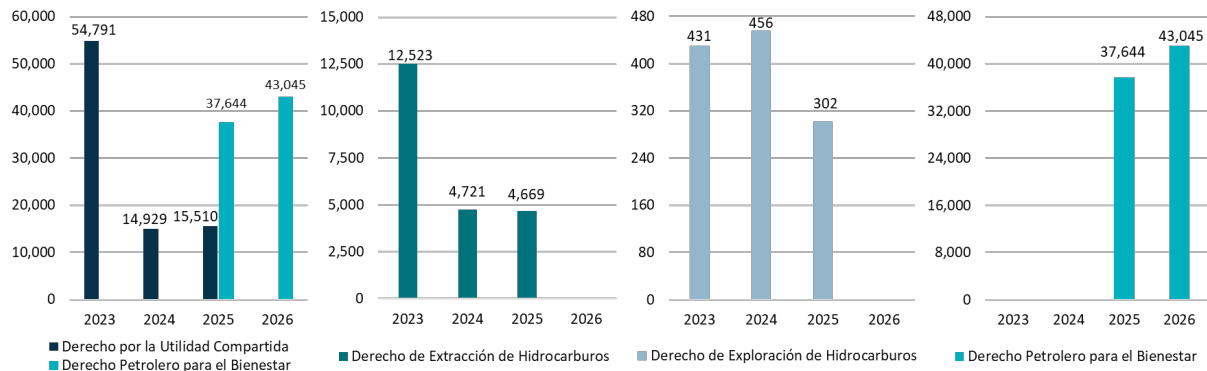
	enero-marzo 2025	enero-marzo 2026
Derecho Petrolero para el Bienestar	37,644	43,045
Derecho por la Utilidad Compartida	15,510	-
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	4,669	-
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	302	-
Total	58,125	43,045

Se observa que los ingresos totales provenientes de asignaciones durante el primer trimestre de 2026 fueron inferiores a los registrados en el mismo periodo del año anterior. Esta diferencia se explica, principalmente, por un menor precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación en 2026 respecto al observado en el mismo periodo de 2025. Al considerar el trimestre comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación se ubicó en \$56.96 dólares por barril, en comparación con los \$67.37 dólares por barril registrados en el mismo periodo del año previo, lo que representó una disminución de 15.46%.

¹Artículo 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 2023 a 2026 (Gráfica 1):

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



b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado²: **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 hidrocarburos³ de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos ^{1/}
enero-marzo
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	252	
Regalía Adicional		16
Regalía Base		8
Penas convencionales ^{3/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{4/}		420
Total	252	444

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

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

^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a \$5,561 dólares.

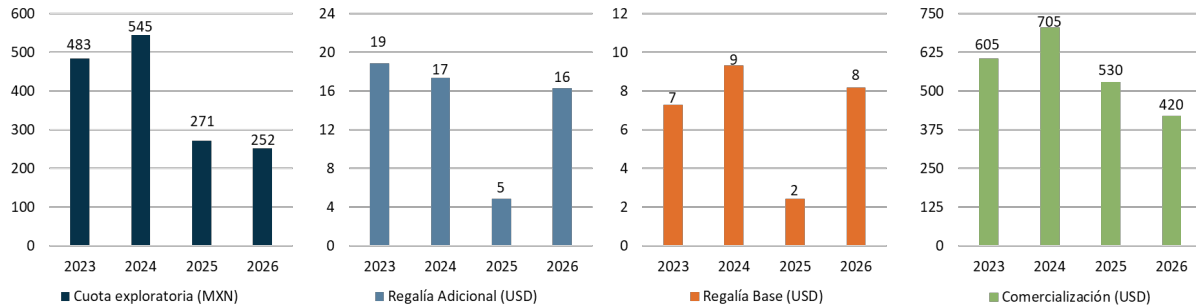
^{4/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$160,102 dólares.

² Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

³ 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 2023 a 2026:

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 periodo enero a marzo de 2026 destaca una disminución en los ingresos por comercialización, como resultado de los menores niveles de precios observados en el periodo reportado respecto al año anterior, consistente con lo previamente señalado.

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)⁴, conforme a lo siguiente:

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

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

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	5,118
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	1,489
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	507
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética^{2/}	1,512
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	4
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	43,095
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	30
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	43,065
Total	51,725

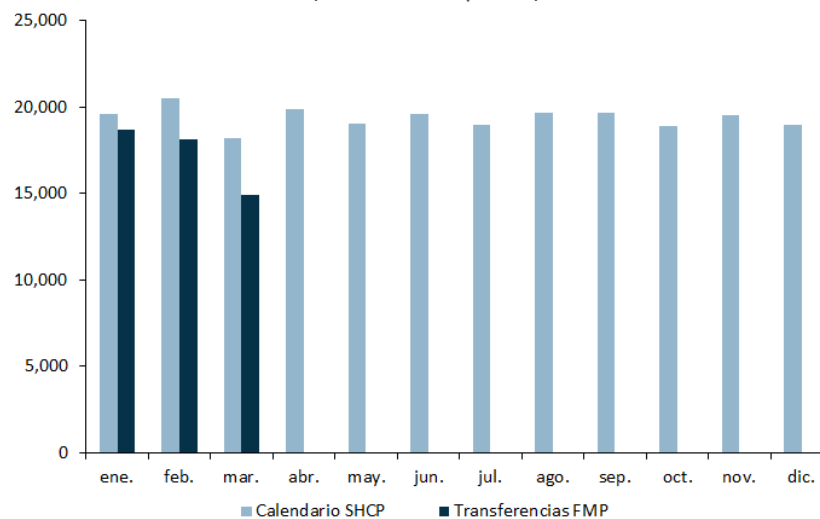
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el primer trimestre ascendieron a 51,725 millones de pesos, equivalentes al 0.1% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2026. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para 2026 estimó transferencias por 232,630.4 millones de pesos para este ejercicio fiscal, lo que equivaldría aproximadamente al 0.6% del PIB.

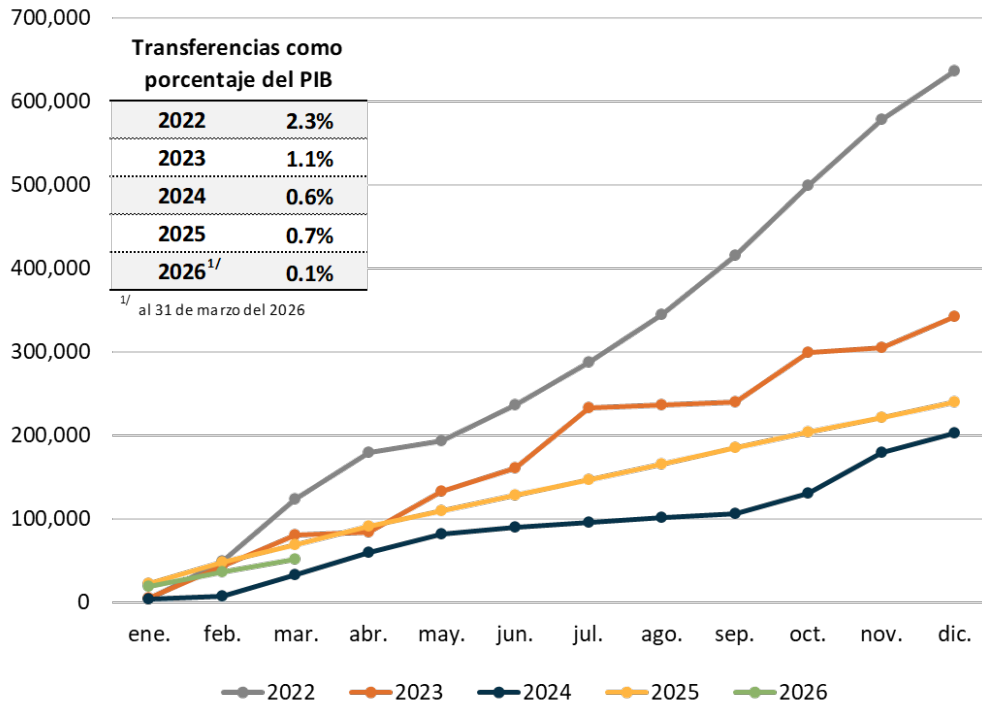
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

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 2022 a 2026 (Gráfica 4):

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año⁵
(Millones de pesos)



⁵ 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 primer trimestre, el Fondo gestionó la inscripción de 2 convenios modificatorios a contratos. El Fondo verificó que la documentación estuviera completa y cumpliera con los requisitos para la inscripción y procedió a emitir una constancia.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 28 títulos de asignación propia, para lo cual esa empresa pública del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex una constancia de inscripción.

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

Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de marzo de 2026

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

^{1/} Con exploración se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.

^{2/} Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

Tabla 5. Asignaciones inscritas al 31 de marzo 2026

Tipo de asignación	Total
Asignaciones de Desarrollo Propio	411

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

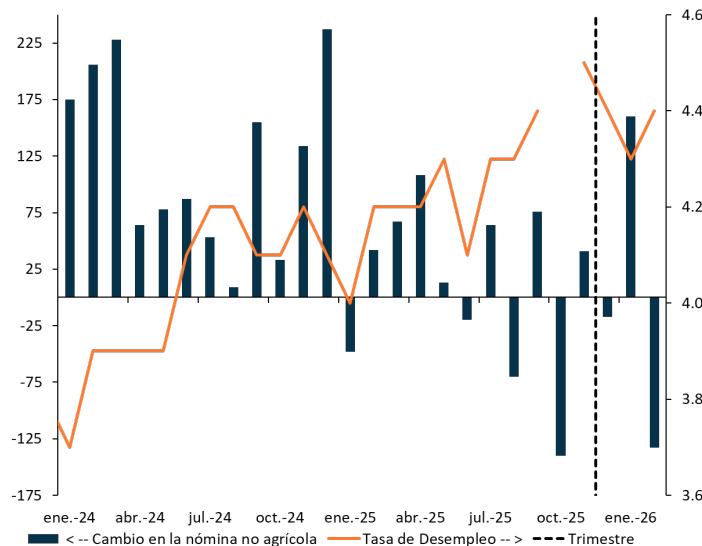
2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

En el primer trimestre de 2026, los mercados financieros internacionales cerraron con movimientos negativos y un sesgo de aversión al riesgo, respondiendo principalmente al conflicto bélico que se detonó entre Irán y la coalición estadounidense-israelí a inicios del mes de marzo.

Durante los primeros dos meses del trimestre, los rendimientos de los principales instrumentos de renta fija, particularmente los de corto plazo, respondieron en gran medida al desempeño del mercado laboral de Estados Unidos, particularmente a las señales de estabilización que presentaba en comparación a la debilidad percibida durante la segunda mitad del año pasado. A partir de la publicación de los datos de diciembre, dados a conocer en enero, la tasa de desempleo cayó después de alcanzar el 4.5%, máximo desde 2021. Además, las cifras que se publicaron entre enero y marzo mostraron una construcción promedio de 3,300 nominas no agrícolas, un repunte en comparación con el promedio del período anterior de -7,600 (Gráfica 5). En consonancia con esto, la Reserva Federal mantuvo un sesgo de cautela en las dos decisiones de política monetaria del período, reconociendo la estabilidad del mercado laboral tras 75 pb de recortes el año pasado y señalando que nuevos recortes tendrían que venir acompañados de una menor inflación.

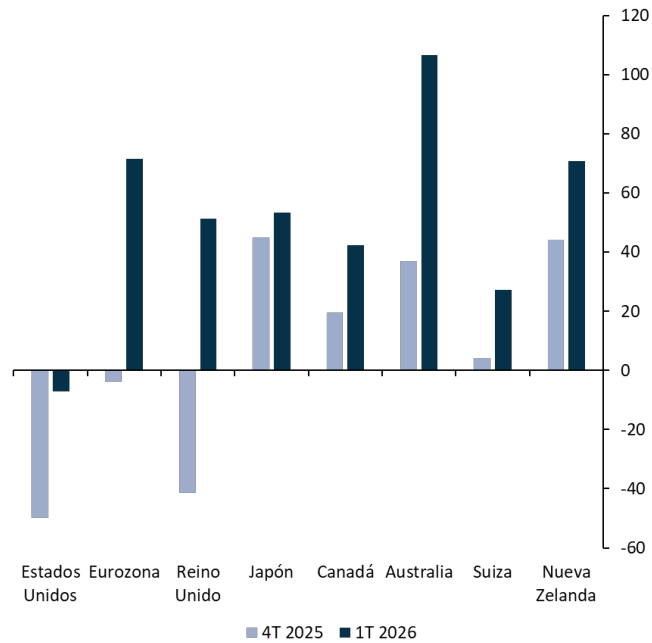
Gráfica 5. Creación de nóminas no agrícolas y tasa de desempleo de Estados Unidos
(miles de empleos, %)



Fuente: Bloomberg.

Posteriormente, ante los temores sobre el posible efecto que una guerra en Irán tendría sobre el suministro mundial de energía y considerando que la República Islámica colinda con el Estrecho de Ormuz, ruta por la cual pasan alrededor del 25% del petróleo y alrededor del 20% del gas natural licuado que son transportados vía marítima a nivel mundial, se presentó un incremento de 94.5% en el precio por barril del Brent, impulsando al alza las expectativas de inflación alrededor del mundo. La mayor inflación esperada provocó que los participantes del mercado comenzaran a revisar al alza sus expectativas para la trayectoria de las tasas de referencia para el cierre del año, conforme a lo reflejado en el mercado de swaps a un día, reflejando pronósticos de políticas monetarias menos laxas en las principales economías. (Gráfica 6).

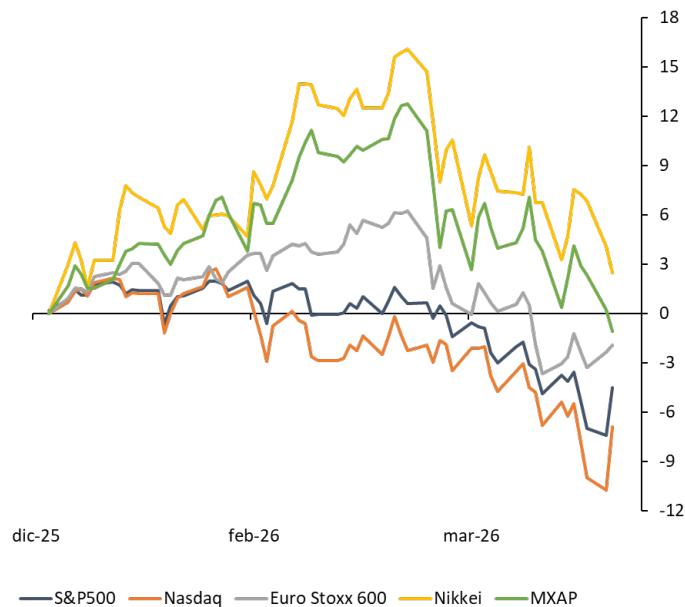
Gráfica 6. Cambio esperado en la tasa de referencia de bancos centrales seleccionados al cierre de 2026
(pb)



Fuente: Bloomberg

La posibilidad de un escenario estanflacionario provocado por una reducción al suministro de energía, que detonaría un menor dinamismo económico y una inflación más elevada, debilitó a la mayoría de los índices accionarios del mundo, que registraron pérdidas durante el trimestre. Lo anterior se sumó a los deseos del presidente de Estados Unidos, Donald Trump, por tomar control de Groenlandia, con lo que diversos inversionistas internacionales redujeron sus tenencias de capitales estadounidenses. Además, un artículo publicado por la empresa de investigación financiera, Citrini Research, que proponía un escenario donde los efectos de la inteligencia artificial en la economía fueran negativas, también provocó pérdidas en los principales índices accionarios del mundo. Estas últimas dos situaciones provocaron que las acciones estadounidenses tuvieran un peor desempeño que sus contrapartes europeas y asiáticas durante el trimestre, aunque las pérdidas fueron generalizadas a nivel mundial, con la excepción de Japón. El buen desempeño de Japón acusó a las elecciones adelantadas de febrero, donde la coalición liderada por Sanae Takaichi del Partido Liberal Democrático se hizo con una supermayoría, lo cual reforzó las expectativas de mayores estímulos fiscales y monetarios en el país del sol naciente. (Gráfica 7)

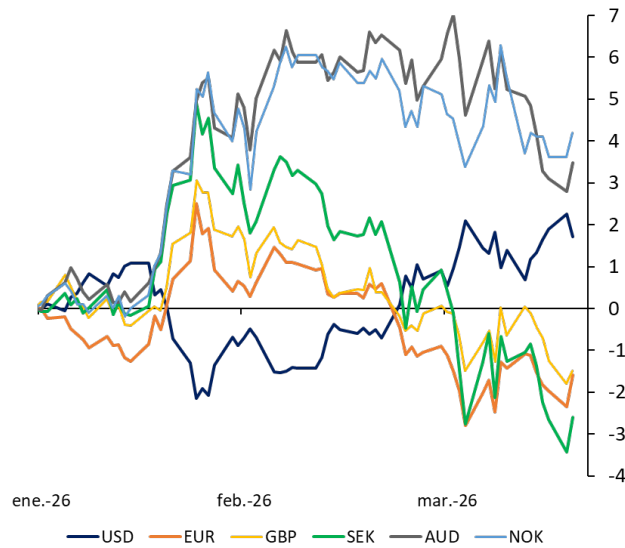
Gráfica 7. Rendimiento de algunos de los principales índices accionarios del mundo
(%)



Fuente: Bloomberg.

El trimestre fue particularmente volátil para los mercados de divisas. A inicios del trimestre, el dólar americano sufrió una debilidad particularmente exacerbada, en línea con la venta de activos estadounidenses. A pesar de esto, la fortaleza de los precios del petróleo detonó un rally en el dólar, que registró su mejor trimestre desde 2024. Las divisas que registraron las mayores pérdidas fueron las de las regiones más dependientes de importaciones de petróleo y gas natural licuado, como Suecia, el Reino Unido y la Eurozona. En cambio, las divisas que más correlacionadas con el desempeño de las materias primas, como el dólar australiano y la corona noruega, registraron ganancias frente al dólar, también apoyados por retóricas más restrictivas por parte de sus bancos centrales. (Gráfica 8).

Gráfica 8. Rendimiento de divisas seleccionadas
(%)

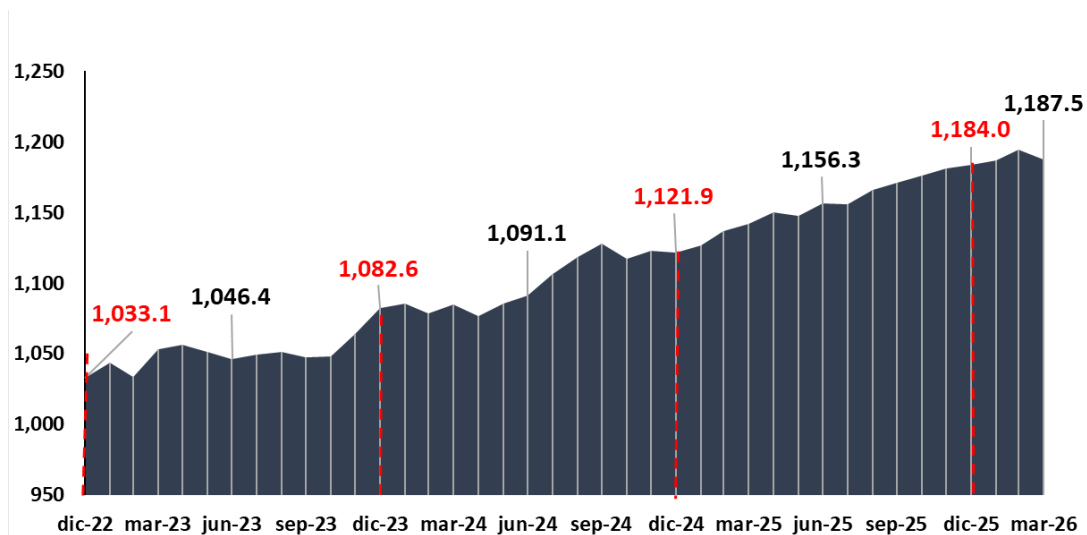


Fuente: Bloomberg.

b. Desempeño de la cartera de inversión

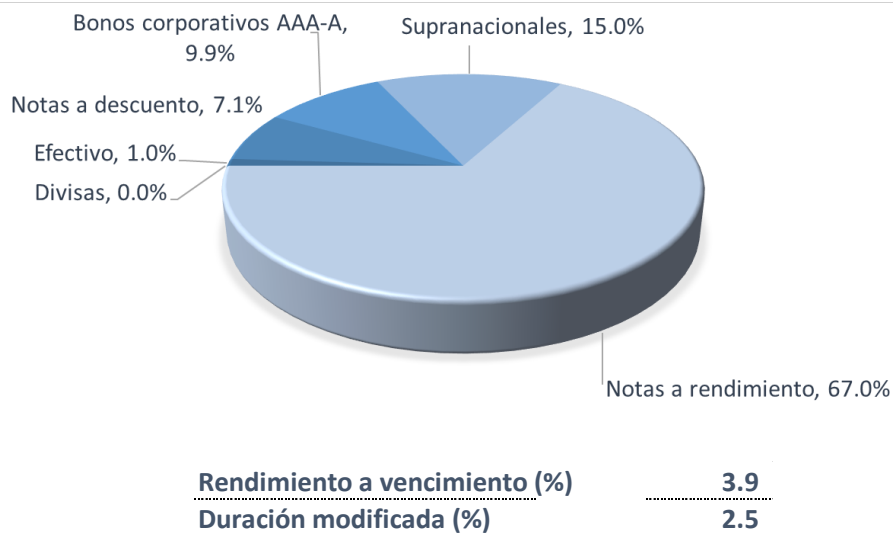
La cartera de inversión presentó un rendimiento de 0.3%, 5 puntos base (pb) por arriba del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,187.5 millones de dólares.

Gráfica 9. Valor de la reserva del Fondo
(Millones de dólares)



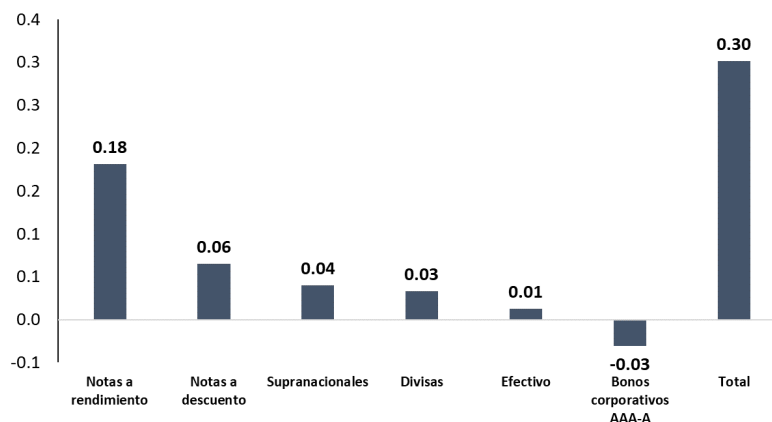
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos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

Gráfica 10. Composición de la cartera de inversión al cierre de marzo



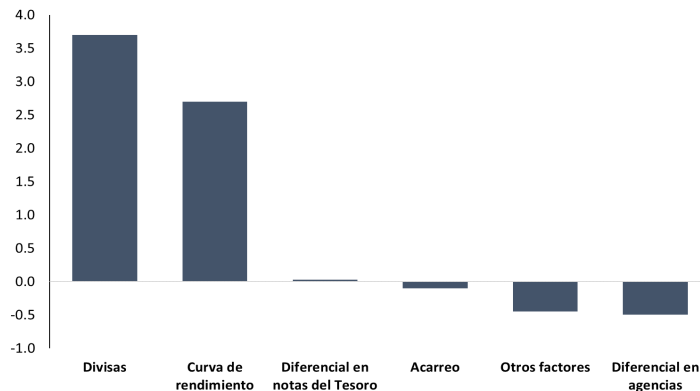
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explicó principalmente por el buen desempeño de las notas a rendimiento del Tesoro estadounidense, que aportaron 18 pb al total. En un entorno caracterizado por una mayor volatilidad en los mercados de tasas y ajustes en las expectativas de política monetaria, que propiciaron movimientos relevantes a lo largo de la curva, las notas a descuento del Tesoro estadounidense y los títulos emitidos por organismos supranacionales también registraron resultados positivos, sumando 6 y 4 pb, respectivamente. Finalmente, el sector de divisas tuvo un desempeño positivo, sumando 3 pb al rendimiento del periodo.

Gráfica 11. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo (Porcentaje)



En el detalle, los 5 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores⁶. El componente más relevante fue el de divisas, que aportó cerca de 4 pb, impulsado principalmente por posiciones activas en yen japonés, corona noruega y dólares australianos y neozelandés. Por su parte, el factor de curva de rendimiento contribuyó positivamente con aproximadamente 3 pb, derivado de la implementación de distintas posiciones a lo largo de la curva durante el periodo. En contraste, se observaron contribuciones marginalmente negativas provenientes de los factores de acarreo, otros factores y diferenciales en agencias, que en conjunto moderaron parcialmente el desempeño relativo. (Gráfica 12).

Gráfica 12. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Puntos base)



La Tabla 6 presenta la descomposición de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras según los efectos de atribución⁷. El efecto total de 5 pb se explica principalmente por la contribución del factor de divisas, que aportó 3 pb como resultado de las posiciones activas implementadas durante el periodo. Adicionalmente, se observaron contribuciones positivas por asignación de activos en el segmento de notas a descuento y efectivo, con una aportación en conjunto de 1 pb, así como por selección de instrumentos en supranacionales, que también contribuyó con 1 pb, aunque este efecto se vio parcialmente compensado por costos de transacción en dicho segmento.

Tabla 6. Diferencia en rendimientos: Cartera Inversión vs Cartera Parámetro
(Puntos base)

	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución
TOTAL	1	2	0	3	5
Notas a descuento y Efectivo	1	0	0	0	1
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	0	0	0	0
Supranacionales	0	1	-1	0	1
Divisas	0	0	0	3	3

⁶ 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.

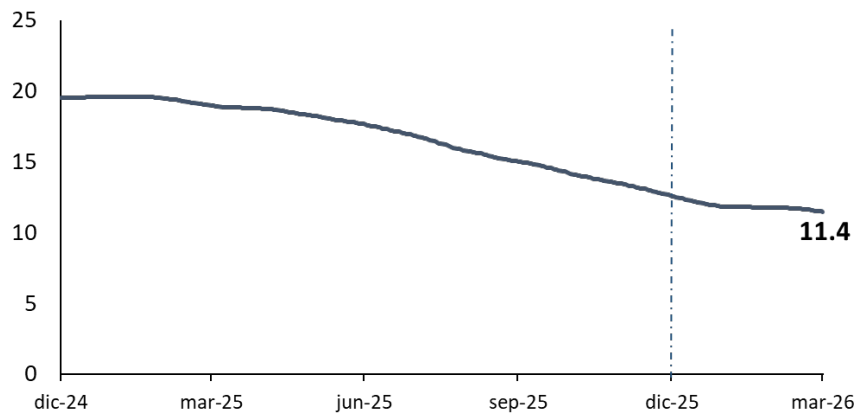
⁷ Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, 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 Error⁸ de la cartera de inversión, con respecto a la cartera parámetro, se ubicó en 11.4 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

Gráfica 13. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)



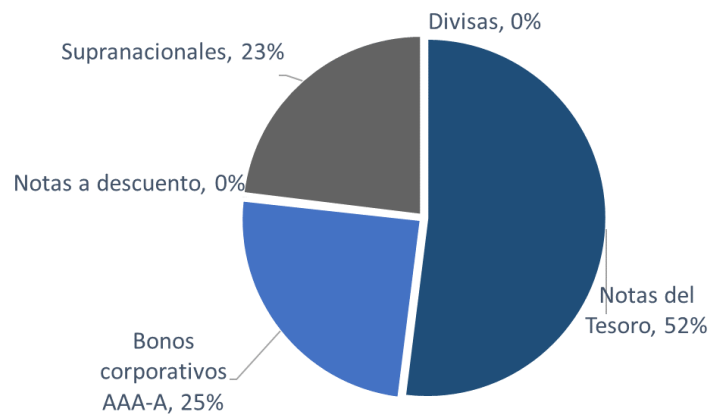
Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 26.1 pb (Gráfica 14), frente a los 10.4 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 3.1 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de Estados Unidos fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 52% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 25%. El resto de los activos en conjunto representaron el 23% del VaR total de la cartera (Gráfica 15). El incremento en el VaR observado durante el primer trimestre estuvo asociado a un aumento en la volatilidad de las tasas de interés y de los spreads crediticios, en un entorno influido por mayores tensiones geopolíticas a nivel global, lo que elevó la sensibilidad de la cartera a movimientos adversos de mercado.

⁸ El Tracking Error representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son pb.

Gráfica 14. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Puntos base)



Gráfica 15. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

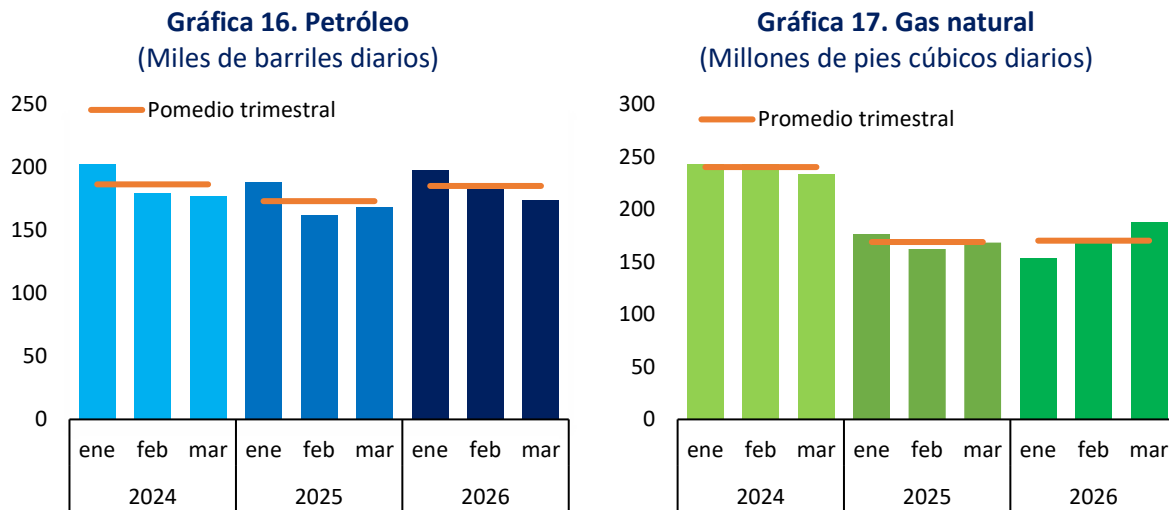
Tabla 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de marzo

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

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el primer trimestre del 2026, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos, cuya producción de petróleo promedió 185 mil barriles diarios (mbd), lo que representa un aumento de 7% contra el mismo trimestre de 2025. En cuanto al gas natural, la extracción aumentó 1% con un promedio de 170 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).

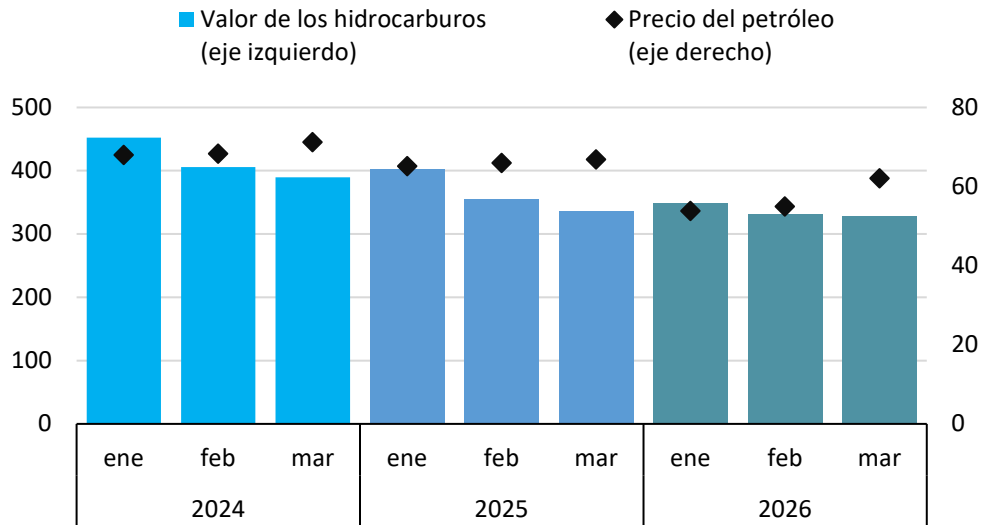
Producción de hidrocarburos¹ enero-marzo



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 1,008 millones de dólares, monto 8% menor que el observado el mismo trimestre del 2025.

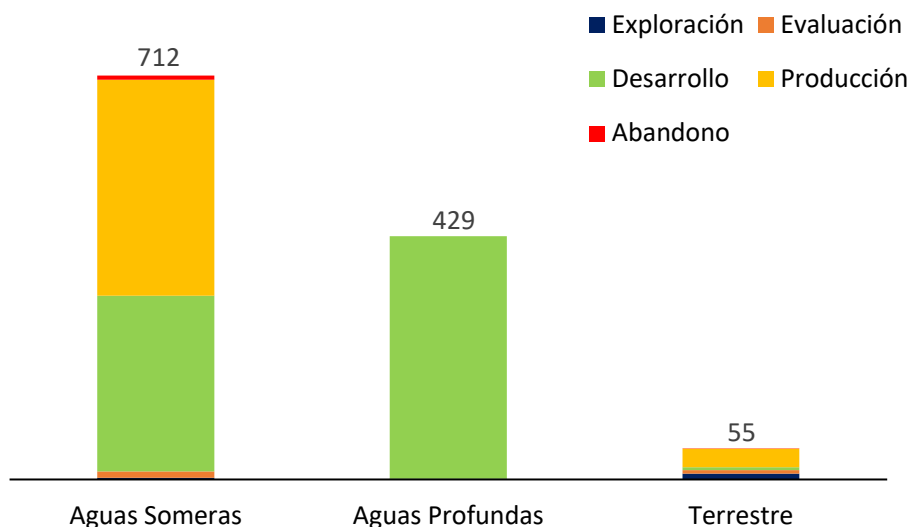
Gráfica 18. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ¹²
(Millones de dólares y dólares por barril)



1. Los datos corresponden al volumen producido y precio de los hidrocarburos de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, que fue utilizado para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo.
2. Se refiere al precio promedio del petróleo ponderado por la producción de cada contrato.

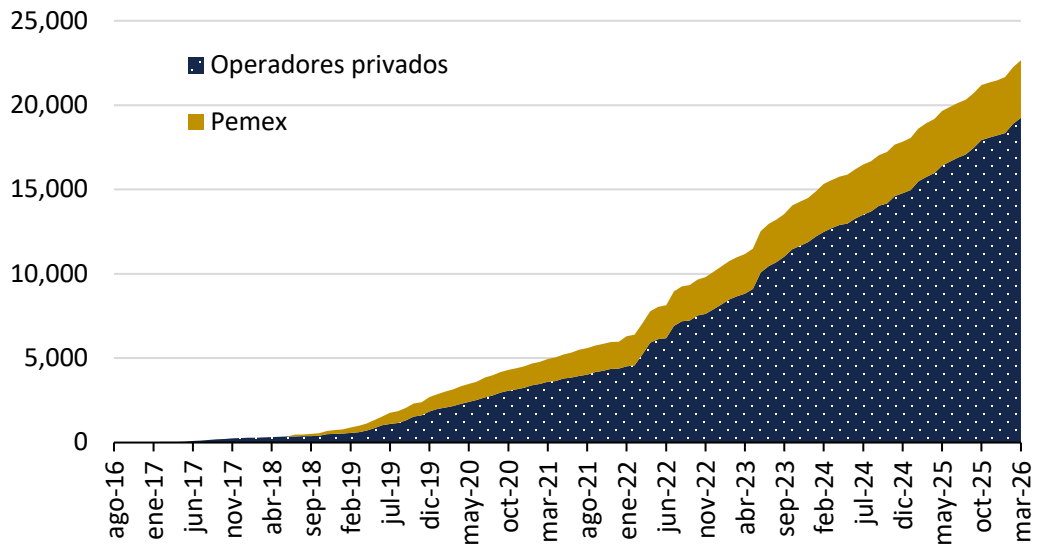
En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 1,196 millones de dólares, de las cuales 712 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 429 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

Gráfica 19. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad
enero-marzo
(Millones de dólares)



Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos hasta el primer trimestre de 2026 ascienden a 22,664 millones de dólares.

Gráfica 20. Inversión acumulada por tipo de operador
(Millones de dólares)

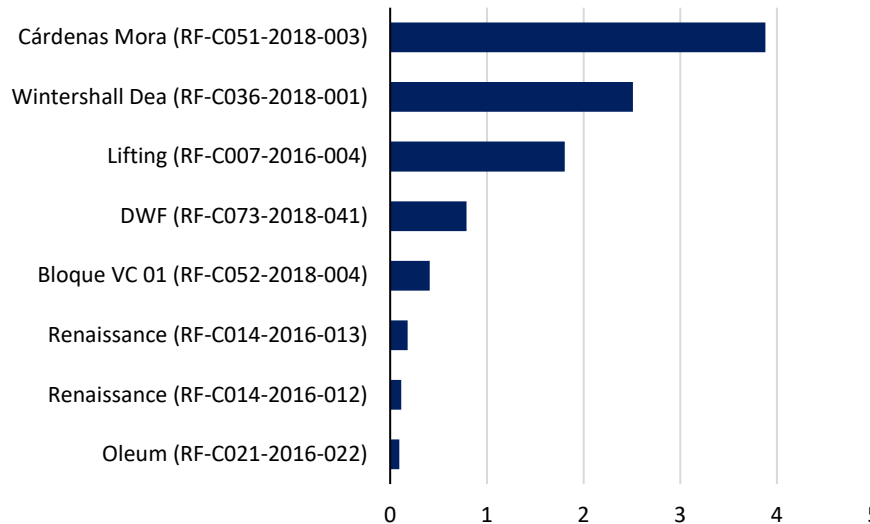


3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 19 de los 74 contratos en modalidad de licencia tuvieron producción, de los cuales 7 extrajeron petróleo, gas natural y condensados; 8 reportaron la producción de dos hidrocarburos, y 4 produjeron exclusivamente gas natural.

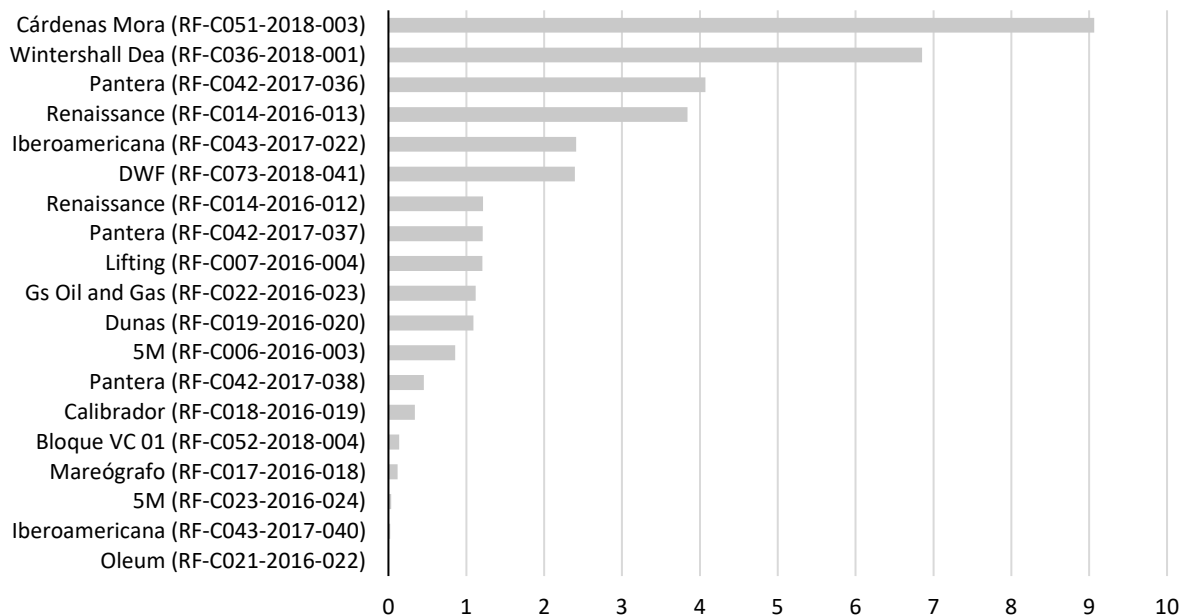
La producción promedio fue de 10 mbd de petróleo y 36 MMpcd de gas natural. El contrato operado por la empresa Cárdenas Mora tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 40% del total.

Gráfica 21. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contrato¹
 enero-marzo
 (Miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, que fue utilizado para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo.

Gráfica 22. Promedio diario de volumen de gas natural extraído, por contrato^{1,2}
 enero-marzo
 (Millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
 2. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, que fue utilizado para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo.

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 63 millones de dólares, de los cuales 19 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías⁹. El 79% 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 licitaciones¹⁰.

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1 2 3}
 enero-marzo
 (Dólares de los EE. UU.)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
ene-26	19,915,295	1,305,689	4,730,737	6,036,426
feb-26	21,093,187	1,380,053	5,099,974	6,480,027
mar-26	21,576,764	1,383,575	5,533,166	6,916,740
Total	62,585,246	4,069,317	15,363,877	19,433,193

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.

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 7.51% para petróleo, 3.27% para el gas natural asociado, 0.46% para el gas no asociado y 5.12% para los condensados.

Tabla 9. Regalía Base ¹
 enero-marzo
 (Porcentajes y Dólares de los EE. UU.)

Tipo de hidrocarburo	Valor mínimo de la tasa aplicada ^{2/}	Valor máximo de la tasa aplicada	Tasa calculada ^{3/}	Regalía base ^{4/}	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	8.13%	7.51%	3,676,396	90.34%
Gas natural asociado	NA	7.51%	3.27%	264,607	6.50%
Gas natural no asociado	0.00%	17.36%	0.46%	15,465	0.38%
Condensados	5.00%	8.80%	5.12%	112,848	2.77%
Total				4,069,317	100%

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.

⁹ 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.

¹⁰ En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

Tabla 10. Regalía Adicional
 enero-marzo
 (Porcentajes y Dólares de los EE. UU.)

	Tasa aplicada ^{1/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	44,428,941	5,775,762	37.6%
Ronda 1.3	59%	13,955,668	8,256,359	53.7%
Ronda 2.2	26%	1,615,902	412,230	2.7%
Ronda 2.3	36%	2,584,736	919,526	6.0%
Total		62,585,247	15,363,877	100%

1. 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. Se retuvieron 37 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 que pudieran haber sido generadas por dichos adeudos.

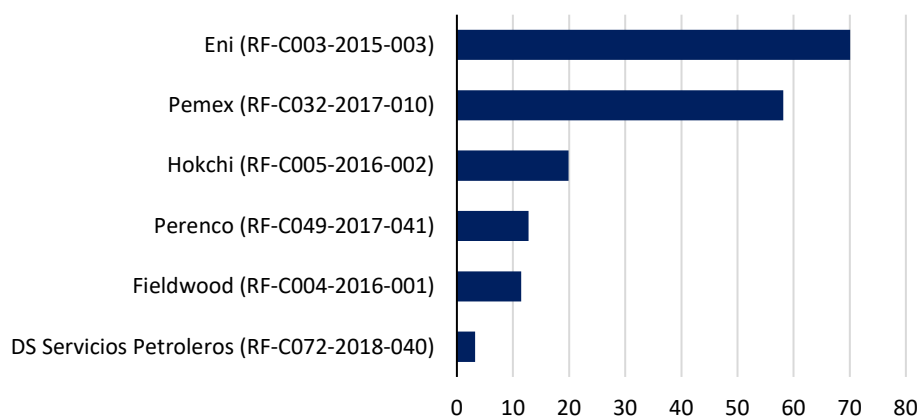
Este trimestre se implementaron ajustes a las contraprestaciones previamente calculadas de un contrato afectando a 63 periodos. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la autoridad correspondiente, en el ámbito de sus respectivas facultades.

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 contratos reportaron petróleo, gas natural y condensados; 1 extrajo gas natural y condensados, y el último solo petróleo.

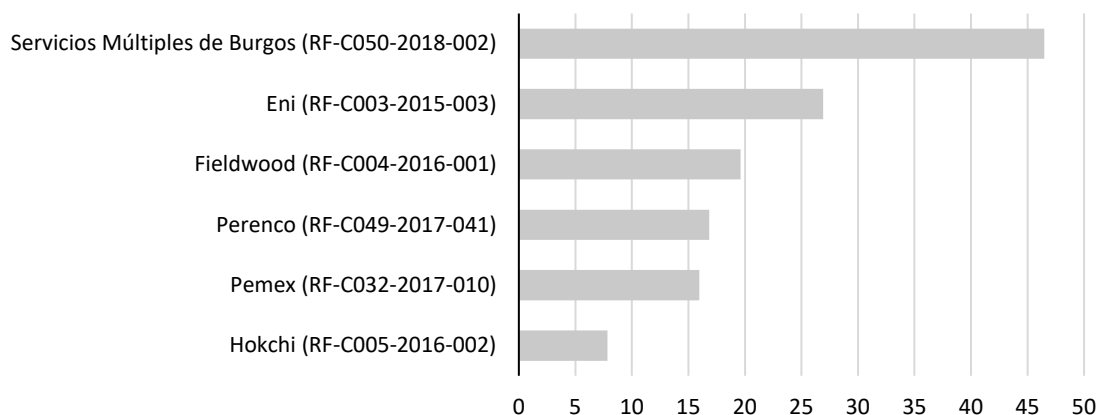
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 176 mbd de petróleo y 134 MMpcd de gas natural. El contrato operado por la empresa Eni tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 40% del total.

Gráfica 23. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contrato¹
 enero-marzo
 (Miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, que fue utilizado para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo de 2026.

Gráfica 24. Promedio diario de volumen de gas natural extraído, por contrato^{1 2}
 enero-marzo
 (Millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.

2. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, que fue utilizado para los cálculos realizados durante enero, febrero y marzo de 2026.

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.¹¹ 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 946 millones de dólares.

¹¹ Exceptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida^{1 2}
 enero-marzo
 (Dólares de los EE. UU.)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
ene-26	328,704,454	314,478,844	13,420,872	804,738
feb-26	310,431,433	294,806,782	14,708,544	916,107
mar-26	306,453,555	286,934,944	17,704,858	1,813,754
Total	945,589,442	896,220,569	45,834,274	3,534,598

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.

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
 enero-marzo

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (Miles de barriles)	Gas Natural (Miles de millones de BTU)	Condensados (Miles de barriles)
Estado	6,236	3,780	58
Pemex	3,287	3,136	31
Operadores privados	6,279	5,476	65
Total	15,801	12,393	155

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 21 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 incorporación de nueva información de costos asociados al ciclo presupuestal 2025.

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 420 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 21 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado^{1 2}
 enero-marzo
 (Millones de dólares de los EE. UU.)

Comercializador	Ingresos por comercialización³	Comisiones cubiertas⁴ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁵	419.7	20.6

1. Corresponde a lo causado para todos los hidrocarburos comercializados en los periodos de noviembre a diciembre de 2025 y enero de 2026 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 noviembre de 2025, todos los hidrocarburos comercializados de diciembre de 2025 y enero de 2026 y el petróleo de febrero de 2026.
3. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 160 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 1,245 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por dicha autoridad.¹².

¹² 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 entero 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 47,970,276 pesos, conforme a lo siguiente:

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

Concepto	1er Trimestre
Recursos Humanos	33.0
Costos de Ocupación	1.1
Tecnologías de la Información	7.1
Otros Gastos de Operación	0.2
Subtotal	41.4
IVA	6.6
Total	48.0

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

4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

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

4.3. Otras actividades relevantes

a. Transparencia y acceso a la información pública

i. Atención a solicitudes de acceso a la información

El Fondo recibió 8 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas 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 nueva herramienta

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. Durante el trimestre, el Fondo actualizó de manera mensual más de 4,700 series.

Adicionalmente, en febrero se publicó en el microsítio de estadísticas una nueva herramienta: “Asistente de Consultas Estadísticas” (ACE). El propósito de la misma consiste

en simplificar el acceso y socializar la información del Fondo. Esta herramienta agrupa las principales series asociadas a las asignaciones y los contratos

iii. Comunicación y difusión

Durante este periodo, se trabajó en el proyecto de la elaboración del video “Visualización geoespacial de los contratos”, en colaboración con la Oficina de Comunicación Digital y Multimedia del Banco de México, el cual se publicará en el sitio web del Fondo. Además, se elaboró una guía para el uso y un manual técnico de la herramienta.

Asimismo, se implementó en el sitio web del Fondo una nueva sección en el micrositio de Estadísticas llamado Asistente de Consultas Estadísticas (ACE), mismo que será de gran utilidad como apoyo en la búsqueda de estadísticas específicas referentes a los ingresos, precios o producción de los contratos que administra el Fondo.

Cabe señalar que la implementación de estos proyectos son con el fin de fortalecer la estrategia de comunicación del fideicomiso.

b. Fiscalización y Control Interno

i. Auditoría Interna

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

La Unidad de Auditoría del Banco de México concluyó con los trabajos de la auditoría GAS-16/25 “Administración de la Reserva del FMPED”, la cual tuvo como objeto verificar que la administración de la reserva del FMPED se realice conforme a la normativa aplicable y que se cuente con la documentación que soporte las operaciones, así como evaluar que se cuente con mecanismos de control que permitan mitigar los riesgos inherentes. La Auditoría concluyó con una observación y oportunidades de mejora, las cuales fueron atendidas oportunamente.

Auditoría GAS-10/26 “Sistema de Mensajería Financiera (SMF)”.

La Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio a la auditoría GAS-10/26 “Sistema de Mensajería Financiera”, la cual tiene por objetivo 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.

ii. Auditor Externo

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

iii. Fortalecimiento al Control Interno

En este trimestre, se concluyó con la actualización del Manual de Procedimiento de Operación de la Gestión Administrativa del FMPED, y se continua con la actualización de los Manuales de Procedimiento de Operación de la Administración Financiera de los Contratos y de la Administración de la Reserva 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.

Con relación a los Planes de Continuidad Específicos (PCE), se inició con la referida actualización del plan correspondiente a la Operación Financiera del Fondo.

c. Talleres para contratistas

En marzo, el Fondo organizó el primer taller del 2026 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 80 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la SENER y el Servicio de Administración Tributaria.