FMP | FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO®
para la estabilización y el desarrollo

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

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Informe trimestral julio-septiembre 2026

Ciudad de México, 22 de octubre de 2026

Uso Público
Información de acceso público.

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.

Uso Público
Información de acceso público.

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 14
2.2 Administración de riesgos 17
a. Cumplimiento de límites de riesgo 17
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión 18

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

3.1 Contratos de licencia con producción 21
3.2 Contratos de producción compartida con producción 24

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México 28
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo 28
4.3. Otras actividades relevantes 28
a. Transparencia y acceso a la información pública 28
b. Fiscalización y Control Interno 29
c. Talleres para contratistas 30

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 281 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 56,533 millones de pesos[1].

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

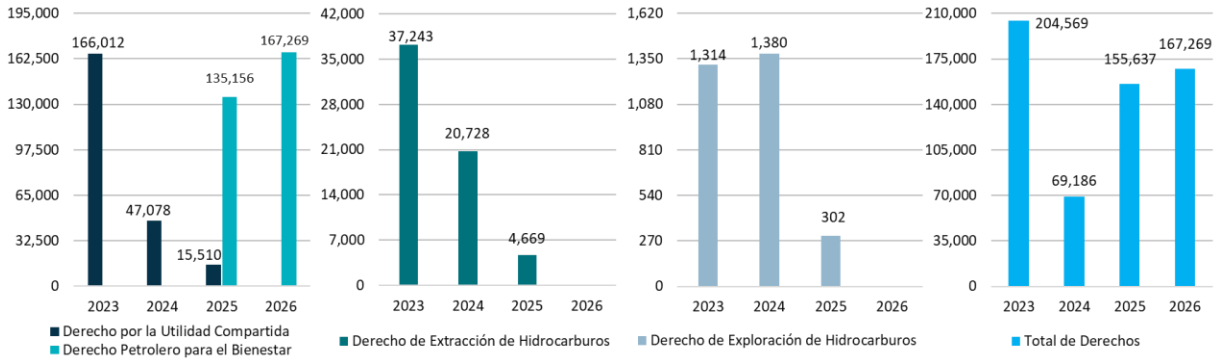
	julio-septiembre 2025	julio-septiembre 2026	Δ% (2026 vs. 2025)
Derecho Petrolero para el Bienestar	47,633	56,533	19%
Total	**47,633**	**56,533**	**19%**

Se observa que los ingresos totales provenientes de asignaciones durante el tercer trimestre de 2026 fueron superiores a los registrados en el mismo periodo del año anterior. Esta diferencia se explica, principalmente, por un mayor precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación en 2026 respecto al observado en el mismo periodo de 2025, lo anterior, derivado de la guerra en Irán. El precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación aplicable al trimestre reportado se ubicó en $83.80 dólares por barril en 2026, en comparación con los $62.75 dólares por barril registrados en el mismo periodo del año previo, lo que representó un incremento de 33.6%.

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

A continuación, se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a septiembre de los ejercicios 2023 a 2026 (Gráfica 1):

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



b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

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

Tabla 2. Ingresos por contratos [1/]
julio-septiembre
(Millones)

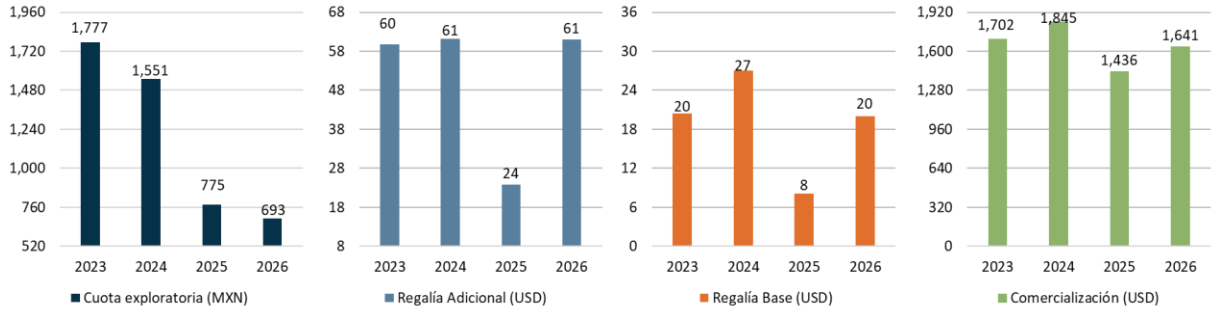
	Pesos	Dólares [2/]
Cuota exploratoria	223	
Regalía Adicional		28
Regalía Base		6
Penas convencionales [3/]		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular [4/]		673
Total	**223**	**707**

[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 efectué el pago (FIX publicado en el Diario Oficial de la Federación). 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/] Las penalizaciones recibidas durante el tercer trimestre ascienden a un total de 44,139.41 dólares.
[4/] Incluye ingresos recibidos en el periodo por intereses de la cuenta del comercializador por un monto de 178,203.14 dólares

[2] Artículo 27 y 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 – septiembre
(Millones)



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

Respecto a los ingresos provenientes de los contratos, durante el periodo de enero a septiembre de 2026 se observan aumentos en los ingresos, con excepción de la cuota exploratoria. En el tercer trimestre de 2026 el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de $83.80 dólares por barril, mientras que en el mismo periodo de 2025 fue de $63.65 dólares por barril, lo que representa un incremento de 33.6%.

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/]
julio-septiembre
(Millones de pesos)

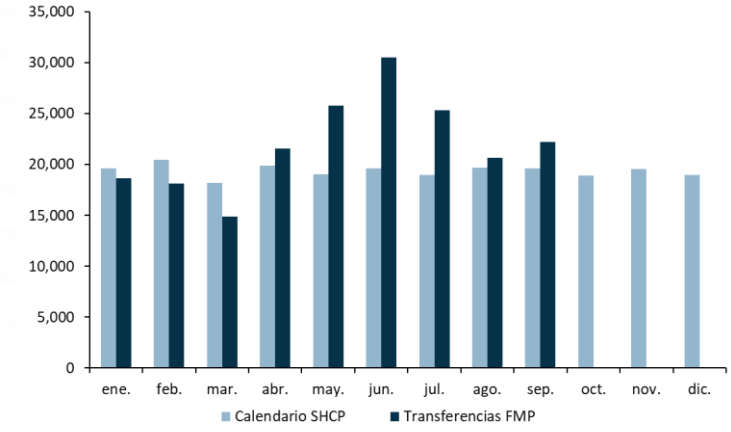
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	**-**
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	**-**
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	**507**
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética[2/]	**-**
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	**3**
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	**67,666**
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	67,636
Total	**68,177**

[1/] Los montos pueden no coincidir por redondeo.
[2/]A partir de 2021 este rubro reemplazó a los Fondos de Ciencia y Tecnología, en atención a las reformas realizadas a diversos ordenamientos legales mediante Decreto publicado en el DOF el 6 de noviembre de 2020.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el tercer trimestre ascendieron a 68,177 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 197,757 millones de pesos, equivalentes al 0.5% 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.

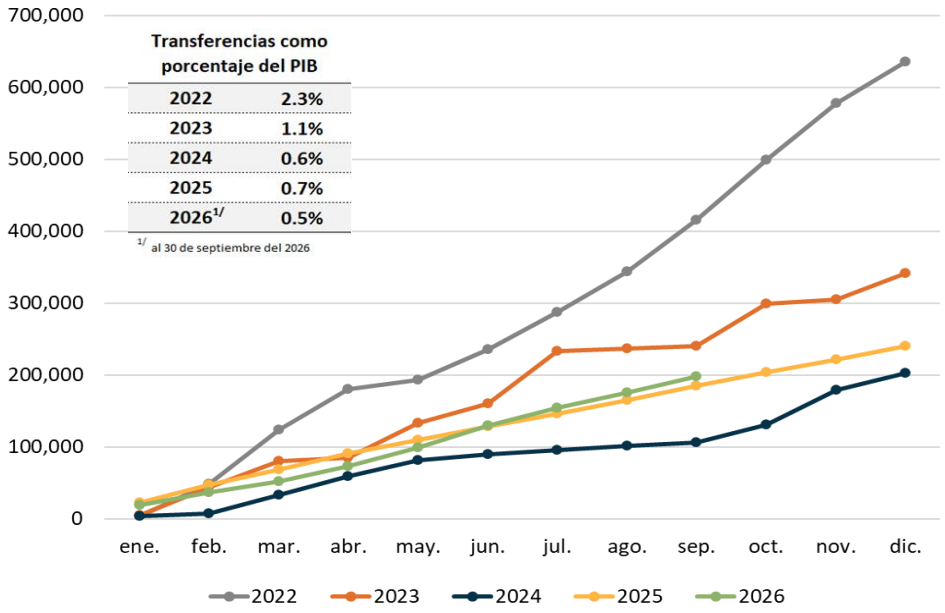
Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP
(Millones de pesos)



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 año[5]

(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).

Uso Público
Información de acceso público.

1.3 Registro del Fiduciario

Durante el tercer trimestre, el Fondo gestionó la inscripción de 17 convenios modificatorios a contratos, así como verificó que la documentación estuviera completa y cumpliera con los requisitos para la inscripción y procedió a emitir catorce constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 44 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 dos constancias de inscripción.

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

Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de septiembre de 2026

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

[1/] Con exploración se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.
[2/] Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

Tabla 5. Asignaciones inscritas al 30 de septiembre 2026

Tipo de asignación	Total
Asignaciones de Desarrollo Propio	397
Asignaciones de Desarrollo Mixto	12

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

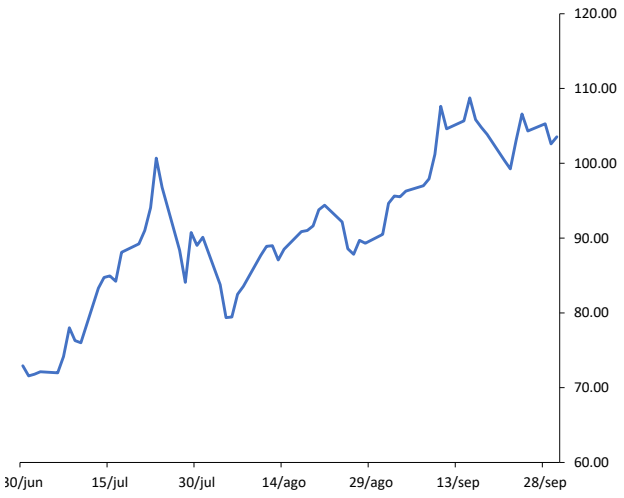
a. Condiciones económicas

Durante el tercer trimestre de 2026, los mercados financieros internacionales registraron episodios de elevada volatilidad en un entorno caracterizado por la persistencia del conflicto en Medio Oriente, el repunte de los precios de la energía, mayores presiones inflacionarias y un cambio hacia posturas monetarias más restrictivas en diversas economías. A pesar de este contexto, la actividad económica global mostró una resiliencia mayor a la anticipada, particularmente en Estados Unidos, donde el dinamismo de la inversión vinculada con inteligencia artificial continuó apoyando al crecimiento y los mercados accionarios. En contraste, los mercados de renta fija registraron pérdidas significativas ante la revisión al alza de las expectativas de tasas de interés y el incremento de las primas en los instrumentos de mayor plazo.

Uno de los principales factores de incertidumbre durante el periodo continuó siendo el conflicto entre Estados Unidos e Irán y sus repercusiones sobre el suministro mundial de energía. El conflicto continuó afectando el transporte de hidrocarburos, elevando los costos logísticos y de aseguramiento de los embarques provenientes del Golfo Pérsico. Ante el deterioro de las negociaciones hacia finales del trimestre, el precio del Brent superó nuevamente los 100 dólares por barril (Gráfica 5) y acumuló un incremento cercano a 40% entre julio y septiembre.

Gráfica 5. Precio del petróleo

(Brent, dólares por barril)



En Estados Unidos, la economía mantuvo un desempeño relativamente sólido. La tercera estimación del PIB mostró un crecimiento anualizado de 2.2% durante el segundo trimestre, impulsado por el consumo, la inversión y las exportaciones. El mercado laboral continuó expandiéndose durante buena parte del trimestre, aunque comenzó a mostrar señales de moderación: en agosto se crearon 162 mil empleos no agrícolas y la tasa de desempleo permaneció en 4.1%. Simultáneamente, la inflación al

consumidor aumentó en 3.4% anual en agosto, con un incremento mensual de 0.4%, explicado parcialmente por un aumento de los precios de la gasolina y otros energéticos.

En este contexto, la Reserva Federal mantuvo en julio el rango objetivo de la tasa de fondos federales en 3.50% - 3.75%, aunque tres miembros del Comité votaron por un incremento de 25 puntos base (pb). Posteriormente, en septiembre, el FOMC elevó por unanimidad el rango objetivo a 3.75% - 4.00%, su primer incremento desde 2023. El Comité señaló que la actividad económica continúa expandiéndose a un ritmo sólido, con la inversión y la productividad fuertes, pero reconoció que la inflación se mantenía elevada. Este cambio en la postura de la Fed contribuyó al aumento de los rendimientos de los bonos del Tesoro y reforzó entre los participantes del mercado la expectativa de que las tasas de interés permanecerían elevadas durante un periodo prolongado.

Un elemento adicional que influyó en las expectativas económicas fue el discurso del presidente de la Reserva Federal, Kevin Warsh, durante el simposio de Jackson Hole. Warsh enfatizó el compromiso de la institución con la estabilidad de precios, señalando que la política monetaria debía responder a tendencias económicas estructurales y no a datos aislados. Asimismo, destacó el potencial de la inteligencia artificial como tecnología de propósito general capaz de modificar la productividad, la inversión y el funcionamiento del mercado laboral.

En Canadá se registró un crecimiento del 0.8% en el segundo trimestre, sostenido por la demanda externa e interna, pero enfrentó debilidad laboral y presiones comerciales con Estados Unidos. El Banco central preservó la tasa de referencia en 2.25% para balancear la inflación energética (3.0%) con la desaceleración de la demanda. Como resultado, la volatilidad por medidas arancelarias y la brecha de tasas con Estados Unidos depreciaron el dólar canadiense a sus niveles más bajos en tres meses.

La Eurozona mostró una resistencia económica mayor a la prevista en el segundo trimestre (PIB 0.6% y desempleo estable en 6.4%), aunque el repunte de los precios energéticos, agravado por el conflicto en Medio Oriente, elevó la inflación armonizada al 3.2% en agosto. Ante este escenario, el Banco Central Europeo (ECB) elevó su tasa de depósito 25 pb en septiembre, llevándola al 2.50%, y revisó al alza sus proyecciones de inflación para 2026-2028. Simultáneamente, la incertidumbre fiscal en Francia exacerbó las tensiones en los mercados de deuda, ampliando el diferencial de rendimientos a 10 años frente a Alemania a más de 100 pb, lo que evidenció que el alza en las tasas de largo plazo responde no solo a la política monetaria, sino también a preocupaciones sobre la sostenibilidad de la deuda pública y las primas de riesgo soberano.

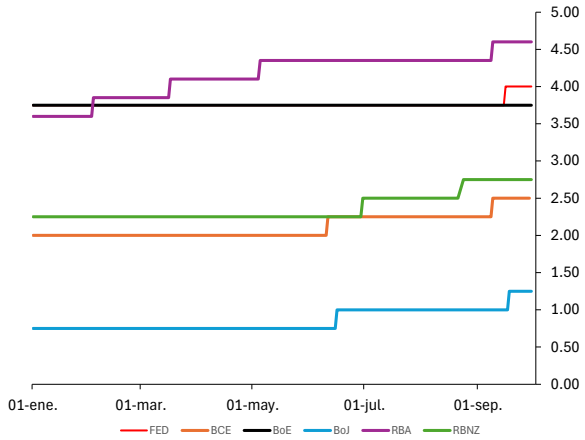
En el Reino Unido, el Banco de Inglaterra mantuvo la *Bank Rate* en 3.75% durante sus reuniones de julio y septiembre. La decisión respondió a un entorno en el que los riesgos inflacionarios derivados del encarecimiento de la energía coexistieron con señales de debilitamiento del mercado laboral y una moderación de la demanda interna. La tasa de desempleo se situó en 4.9% durante el periodo mayo-julio y el número de trabajadores incluidos en nómina disminuyó frente al año anterior. Al mismo tiempo, la inflación volvió a repuntar durante el verano. Este comportamiento de la economía llevó al Banco de Inglaterra (BoE) a mantener una postura de cautela, reconociendo que una prolongación del choque energético podría requerir una política más restrictiva, pero que el debilitamiento de la actividad podía limitar los efectos de segunda ronda sobre precios y salarios.

En Asia, la atención se centró en la divergencia entre Japón y China: el Banco de Japón (BoJ) elevó su tasa al 1.25% (máximo en tres décadas) para combatir la inflación y sostener el yen, el cual pese a una intervención coordinada con Estados Unidos, se debilitó por el diferencial de tasas y el costo energético, mientras que China mostró un desempeño dual, con un sector exportador de alta tecnología en fuerte

expansión (25%) que compensó parcialmente la debilidad del consumo interno y la crisis inmobiliaria. Este escenario de presiones inflacionarias y energéticas se replicó en otras economías desarrolladas, donde los bancos centrales de Nueva Zelanda (2.75%), Australia (4.60%) y Noruega (4.50%) también endurecieron sus posturas. En conjunto, estas decisiones, sumadas a las de la Fed y el ECB, confirmaron un cambio global hacia condiciones monetarias más restictivas, descartando las expectativas previas de un relajamiento de las mismas. (Gráfica 6).

Gráfica 6. Cambios de tasas de política monetaria

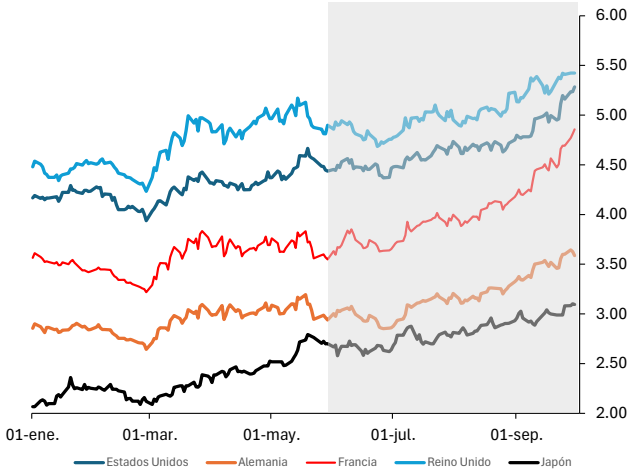
(%)



Como resultado, el trimestre fue particularmente negativo para los mercados de renta fija (Gráfica 7). El rendimiento del Bono del Tesoro estadounidense a diez años aumentó alrededor de 81 pb entre julio y septiembre, su mayor incremento trimestral desde 2022, mientras que el rendimiento del bono japonés a diez años aumentó aproximadamente 42 pb. También se registraron incrementos importantes en los rendimientos de Alemania, Francia y Reino Unido. La magnitud del movimiento en los plazos largos reflejó no sólo el endurecimiento esperado de la política monetaria, sino también mayores primas por inflación y riesgo, ante el deterioro de las perspectivas fiscales y una elevada oferta esperada de deuda gubernamental.

Gráfica 7. Rendimientos soberanos a 10 años

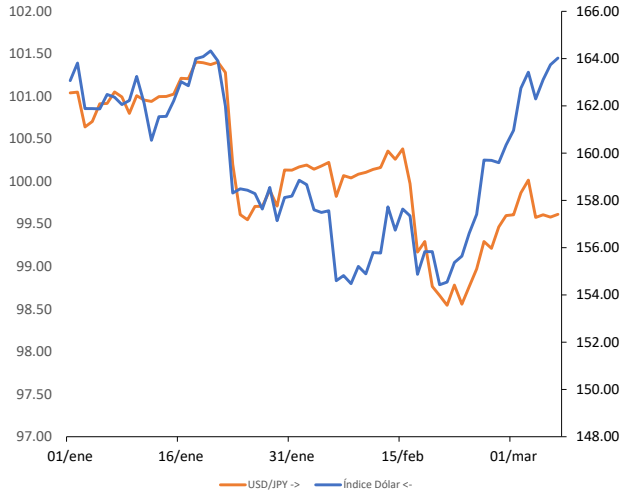
(%)



En los mercados cambiarios, el dólar recuperó fortaleza hacia el final del periodo conforme aumentaron los rendimientos estadounidenses y las expectativas de tasas más elevadas, mientras que el euro perdió impulso debido a las preocupaciones energéticas y fiscales. El yen se mantuvo como una de las monedas más volátiles como resultado de las intervenciones oficiales, las decisiones del BoJ y el amplio diferencial de tasas frente a Estados Unidos (Gráfica 8).

Gráfica 8. Índices del dólar y tipo de cambio USDJPY

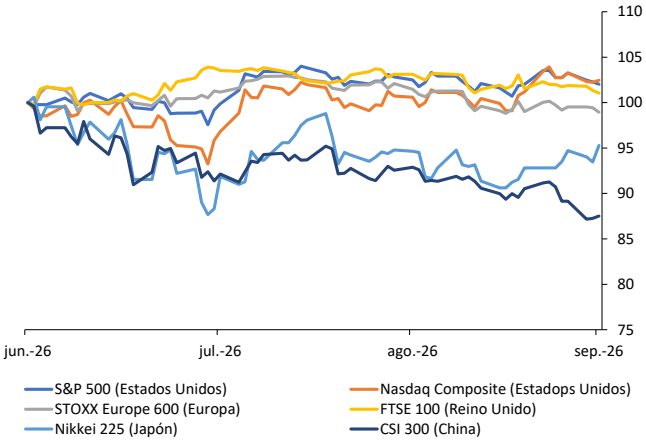
(DXY, yenes por dólar)



A pesar del fuerte ajuste en los mercados de bonos, los mercados accionarios mostraron una mayor resiliencia. Los índices estadounidenses S&P 500 y Nasdaq lograron avances en el trimestre, apoyados por las perspectivas de crecimiento de utilidades y por las empresas relacionadas con inteligencia artificial, mientras que el STOXX Europe 600 registró una caída moderada (Gráfica 9). A nivel global, los principales índices permanecieron cerca de máximos históricos al cierre de septiembre, aun cuando el aumento de las tasas de descuento y las elevadas valuaciones provocaron episodios de volatilidad, particularmente en las empresas tecnológicas. De esta manera, el trimestre cerró mostrando una divergencia entre mercados accionarios relativamente sólidos y mercados de renta fija sometidos a fuertes presiones.

Gráfica 9. Índices accionarios

(30 de junio = 100)

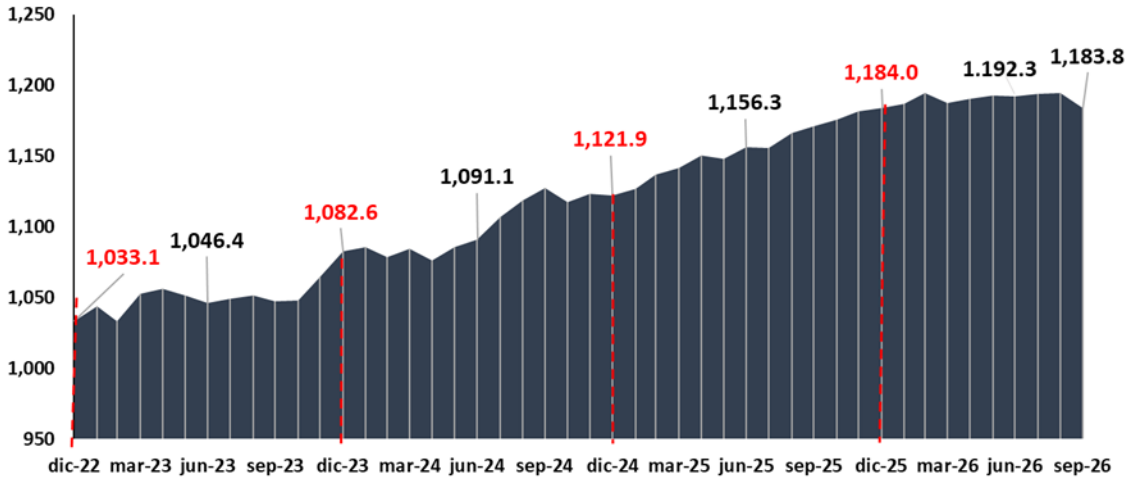


Uso Público
Información de acceso público.

b. Desempeño de la cartera de inversión

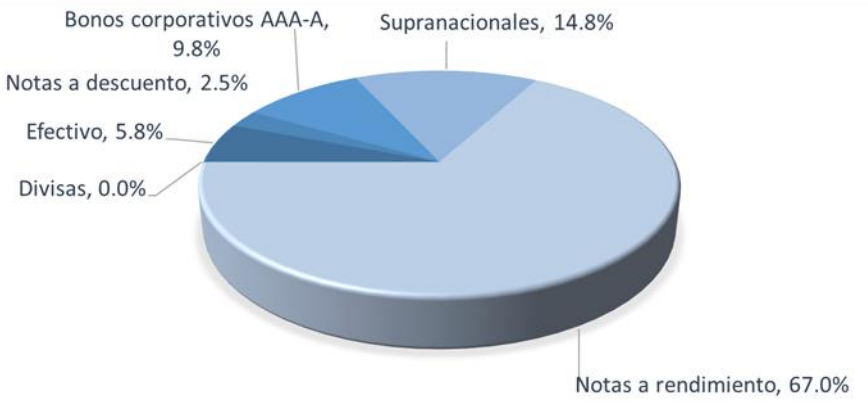
La cartera de inversión presentó un rendimiento de -0.7%, 2 pb por encima del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,183.8 millones de dólares.

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 septiembre



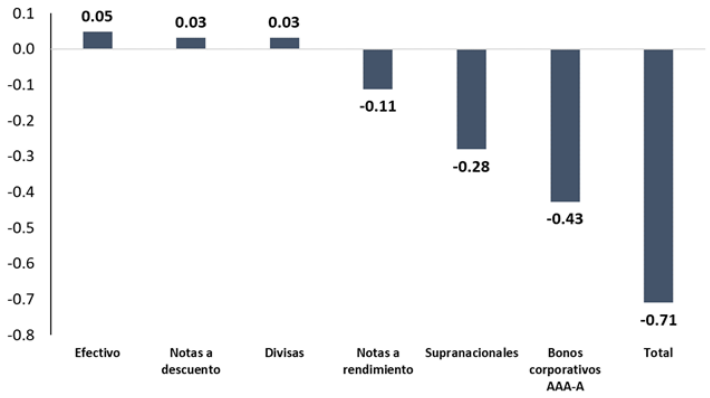
Rendimiento a vencimiento (%)	4.9
Duración modificada (%)	2.4

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explicó principalmente por el desempeño negativo de los bonos corporativos, los bonos supranacionales y las notas a rendimiento del Tesoro estadounidense, que restaron 43 pb, 28 pb y 11 pb al total, respectivamente. Estos resultados se presentaron en un entorno de ajustes en las expectativas de política monetaria y aumentos en las tasas de interés de corto y de largo plazo.

En contraste, el efectivo, las notas a descuento y las divisas registraron contribuciones positivas de 5 pb, 3 pb y 3 pb, respectivamente, que compensaron parcialmente las contribuciones negativas de los demás segmentos.

Gráfica 12. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo

(Porcentaje)



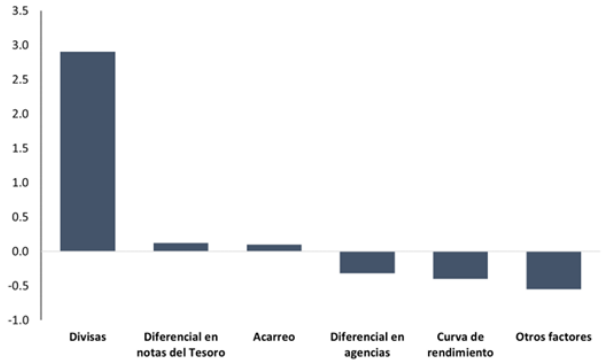
En el detalle, el diferencial positivo de 2 pb entre los rendimientos trimestrales de ambas carteras se explica por diversos factores[6]. El componente de divisas fue el principal contribuyente, con una aportación positiva cercana a 3 pb, impulsada principalmente por las posiciones activas en yen japonés, dólar canadiense, corona noruega, dólar australiano, libra esterlina y euro. Asimismo, los factores de acarreo y diferencial de notas del Tesoro contribuyeron marginalmente al resultado positivo del periodo. En contraste, los factores de curva de rendimiento, diferenciales en agencias y otros registraron contribuciones negativas que compensaron parcialmente las aportaciones positivas de los factores anteriores (Gráfica 13).

[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.

Uso Público
Información de acceso público.

Gráfica 13. 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 atribución[7]. El diferencial total de 2 pb se explica principalmente por el efecto por divisas, que contribuyó positivamente con 3 pb. Asimismo, el efecto de asignación de activos aportó 2 pb, principalmente por la contribución positiva del segmento de notas a descuento y efectivo, parcialmente contrarrestada por la de notas a rendimiento de 1 a 3 años. En contraste, el efecto de selección de instrumentos restó 2 pb, debido a las contribuciones negativas en los segmentos de notas a rendimiento de 1 a 3 años y supranacionales.

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

[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.

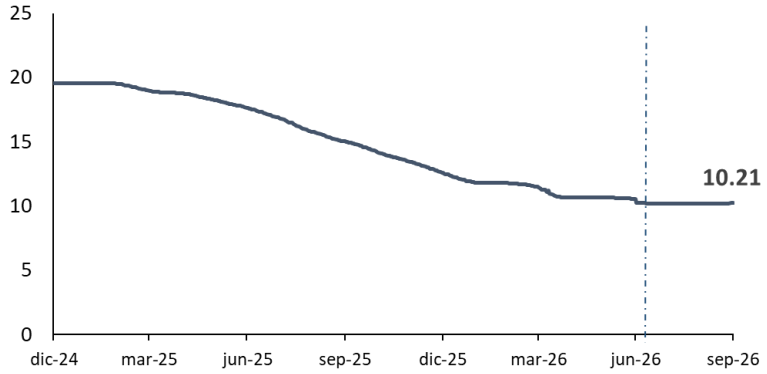
Uso Público
Información de acceso público.

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error[8] de la cartera de inversión, con respecto a la cartera parámetro, se ubicó en 10.21 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

Gráfica 14. *Tracking Error* de la cartera de inversión
(Puntos base)



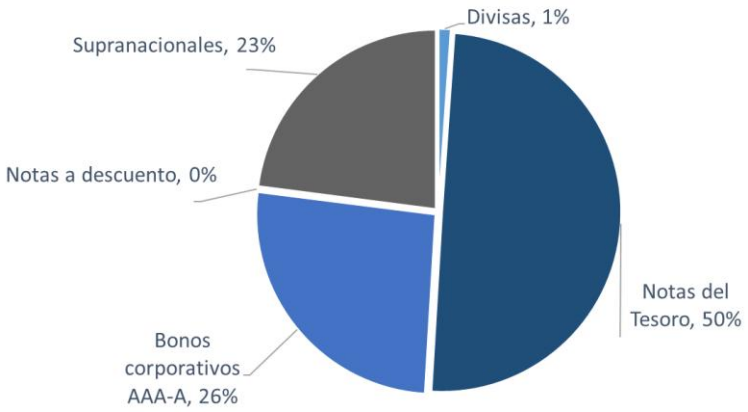
Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 23.8 pb (Gráfica 15), frente a los 20.6 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 2.7 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de Estados Unidos fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 50% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 26%. El resto de los activos en conjunto representaron el 24% del VaR total de la cartera (Gráfica 16). El aumento en el VaR observado durante el tercer trimestre estuvo asociado a un aumento en la volatilidad de las tasas de interés y de los diferenciales de crédito.

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



[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 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 septiembre

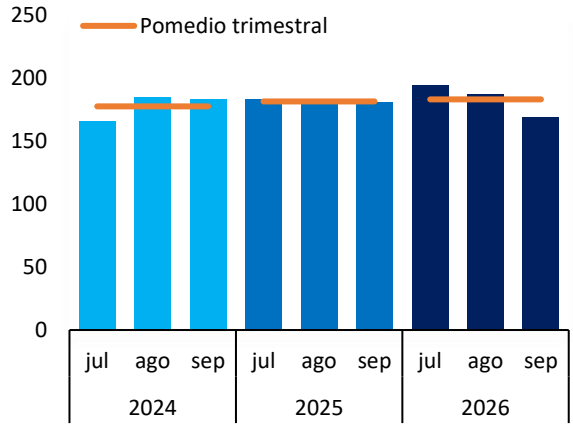
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
15%	76%	8%	0%	1%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

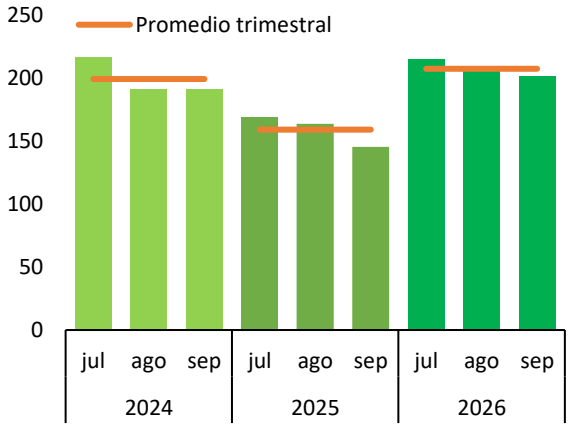
Durante el trimestre, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos, cuya producción de petróleo promedió 183 mil barriles diarios (mbd), lo que representa un aumento de 1% contra el mismo trimestre de 2025. En el mismo periodo, la extracción de gas natural aumentó 30%, con un promedio de 207 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). Cabe destacar que en el mismo periodo, la extracción de condensados aumentó 97%, pasando de 1,727 bd a 3,396 bd.

Producción de hidrocarburos[1]
julio-septiembre

Gráfica 17. Petróleo
(Miles de barriles diarios)



Gráfica 18. Gas natural
(Millones de pies cúbicos diarios)

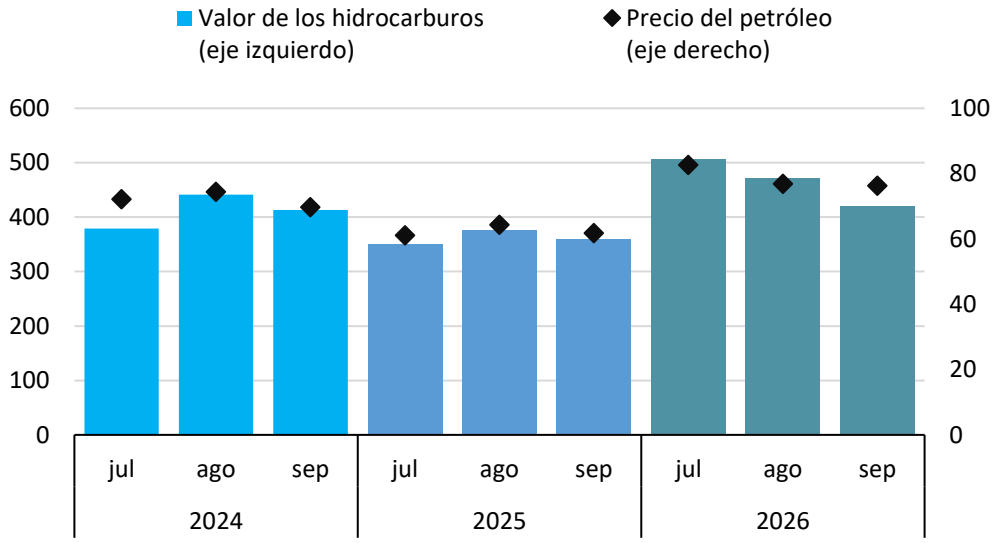


1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.

El valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,397 millones de dólares (mdd), monto 29% mayor que el observado el mismo trimestre del 2025. Lo anterior debido a una mayor extracción de todos los hidrocarburos y mayores precios del petróleo.

Gráfica 19. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo [1] [2]

(Millones de dólares y dólares por barril)



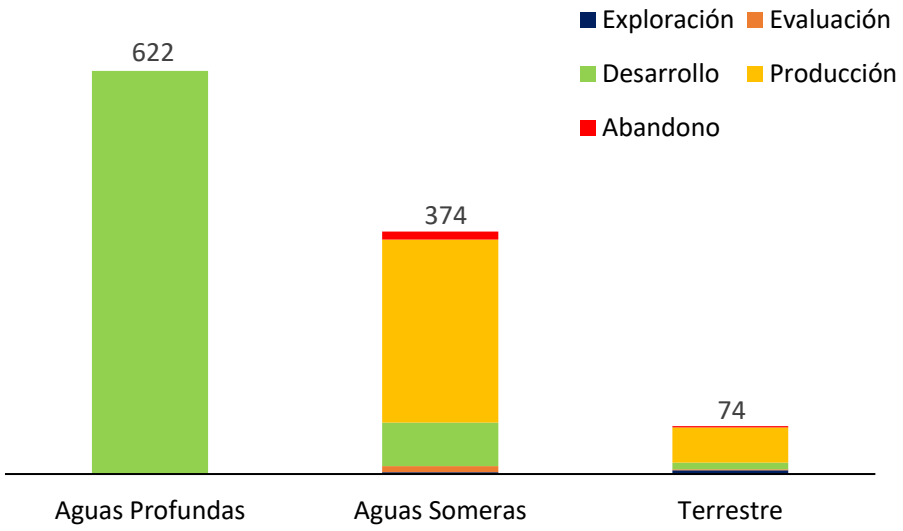
1. Los datos corresponden a los volúmenes producidos en junio, julio y agosto de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre de 2026, respectivamente.
2. Se refiere al precio promedio del petróleo ponderado por la producción de cada contrato.

En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 1,071 mdd, de las cuales 622 mdd corresponden a contratos cuyos campos están en aguas profundas, seguidos de los que se ubican en aguas someras con 374 mdd y el resto en áreas terrestres.

Gráfica 20. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad

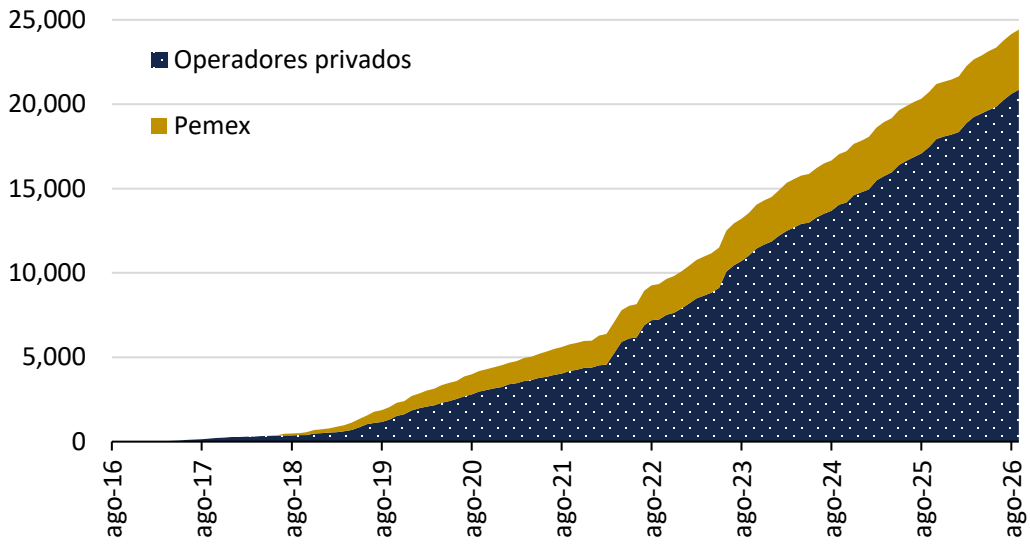
julio-septiembre

(Millones de dólares)



Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos hasta el tercer trimestre de 2026 ascienden a 24,424 mdd.

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

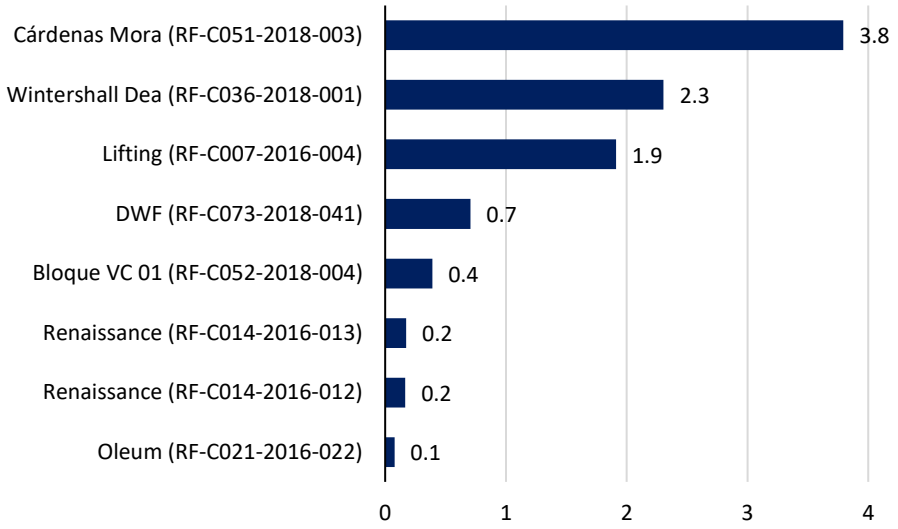


3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 16 de los 74 contratos de licencia extrajeron al menos un hidrocarburo; 7 contratos reportaron petróleo, gas natural y condensados; 8 extrajeron gas natural y condensados, y 1 exclusivamente petróleo.

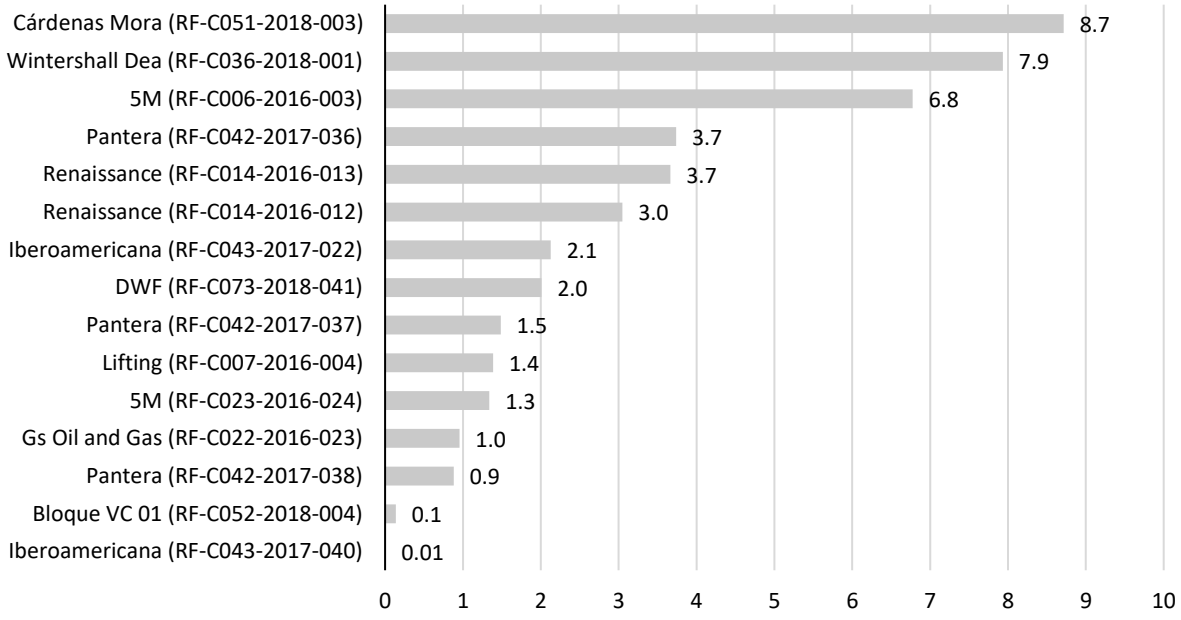
La producción promedio fue de 9.5 mbd de petróleo y 44.2 MMpcd de gas natural. El contrato operado por la empresa Cárdenas Mora tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 40% del total.

Gráfica 22. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contrato[1] [2]
julio-septiembre
(Miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden a los volúmenes producidos en junio, julio y agosto de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre de 2026, respectivamente.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Gráfica 23. Promedio diario de volumen de gas natural extraído, por contrato[1] [2] [3]
julio-septiembre
(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 a los volúmenes producidos en junio, julio y agosto de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre de 2026, respectivamente.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 84 mdd, de los cuales 28 mdd corresponden al Estado por el pago de regalías[9]. El 76% del total de regalías 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[10].

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías [1 2 3]
julio-septiembre
(Dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
jul-26	29,003,310	2,375,907	7,306,203	9,682,109
ago-26	26,598,547	1,952,111	7,077,859	9,029,971
sep-26	28,423,753	2,295,542	7,092,270	9,387,812
Total	**84,025,610**	**6,623,560**	**21,476,332**	**28,099,892**

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.

En comparación con el 2° trimestre del año, en este se observaron menores precios del petróleo que resultaron en menores tasas para la regalía base. La tasa de la regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió 8.96% para el petróleo, 3.13% para el gas natural asociado, 0.03% para el gas no asociado y 5.00% para los condensados.

Tabla 9. Regalía Base [1]
julio-septiembre
(Porcentajes y Dólares)

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%	9.84%	8.96%	6,214,885	93.83%
Gas natural asociado	NA	7.70%	3.13%	265,662	4.01%
Gas natural no asociado	0.00%	6.32%	0.03%	1,128	0.02%
Condensados	5.00%	5.00%	5.00%	141,885	2.14%
Total				**6,623,560**	**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
julio-septiembre
(Porcentajes y Dólares)

	Tasa aplicada[1/]	VCH	Regalía adicional[2/]	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	58,926,122	7,660,396	35.7%
Ronda 1.3	59%	20,912,809	12,372,051	57.6%
Ronda 2.2	27%	1,108,307	302,160	1.4%
Ronda 2.3	37%	3,078,372	1,141,725	5.3%
Total		**84,025,610**	**21,476,332**	**100%**

1. Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, contemplada en el artículo 6 de la LISH.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 12 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones.

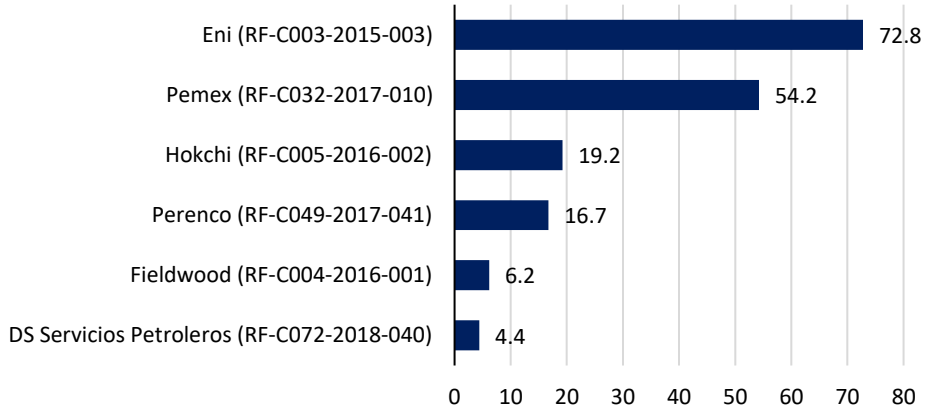
Este trimestre se implementaron ajustes a las contraprestaciones previamente calculadas de 3 contratos afectando a 8 periodos. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la autoridad correspondiente, en 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 restante solo petróleo.

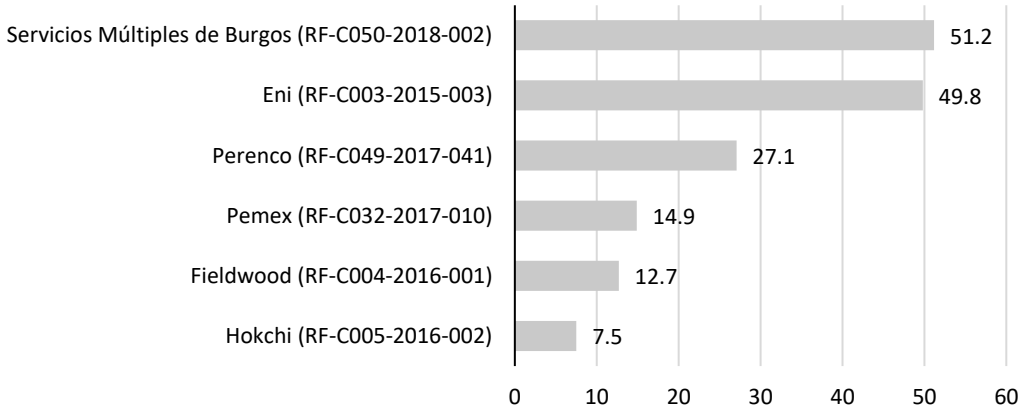
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 173.5 mbd de petróleo y 163.1 MMpcd de gas natural. El contrato operado por la empresa Eni tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 42% del total.

Gráfica 24. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contrato[1]
julio-septiembre
(Miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden a los volúmenes producidos en junio, julio y agosto de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre de 2026, respectivamente.

Gráfica 25. Promedio diario de volumen de gas natural extraído, por contrato [1 2 3]
julio-septiembre
(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 a los volúmenes producidos en junio, julio y agosto de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante julio, agosto y septiembre de 2026, respectivamente.
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 la 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 1,313 mdd.

[11] Exceptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida[1 2]
julio-septiembre
(Dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
jul-26	476,997,545	457,035,268	17,915,543	2,046,734
ago-26	444,223,429	424,733,497	17,711,257	1,778,675
sep-26	391,739,862	374,363,388	15,890,434	1,486,040
Total	**1,312,960,837**	**1,256,132,154**	**51,517,234**	**5,311,448**

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.

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[1]
julio-septiembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (Miles de barriles)	Gas Natural (Miles de millones de BTU)	Condensados (Miles de barriles)
Estado	8,489	5,715	99
Pemex	1,649	3,094	28
Operadores privados	5,827	6,650	122
Total	**15,964**	**15,459**	**250**

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 9 periodos correspondientes a un contrato. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la SHCP, en el ámbito de sus respectivas facultades.

Conforme a las reglas establecidas en los contratos de producción compartida, los contratistas tienen la obligación de entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la Nación para su venta. En este contexto, el Fondo recibió un total de 672.6 mdd 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 20.9 mdd en comisiones como pago por sus servicios.

Uso Público
Información de acceso público.

Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado [1, 2]
julio-septiembre
(Millones de dólares)

Comercializador	Ingresos por comercialización[3]	Comisiones cubiertas [4] (No incluye IVA)
P.M.I.[5]	672.6	20.9

1. Corresponde a lo causado para todos los hidrocarburos comercializados en los periodos de mayo, junio y julio 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 mayo de 2026, todos los hidrocarburos comercializados de junio y julio de 2026 y el petróleo de agosto de 2026.
3. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen todos los intereses derivados del contrato de comercialización por un monto total de 178 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) derivado del contrato de comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,921 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 Acuerdo que determina el procedimiento para que el Fondo reciba y realice el entero del IVA, a nombre y por cuenta de la SENER y sus convenios modificatorios.

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 20,461,175 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México[1/]
julio – septiembre
(Millones de pesos)

Concepto	3er Trimestre
Recursos Humanos	15.4
Costos de Ocupación	0.8
Tecnologías de la Información	1.3
Otros Gastos de Operación	0.01
Subtotal	17.6
IVA	2.8
Total	**20.5**

[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 5 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas relacionados con personal del Fondo, así como con la operación y funciones del fideicomiso. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

ii. Resultados de la verificación de las obligaciones de transparencia

En el mes de septiembre la Unidad de Transparencia notificó el resultado de la verificación de las obligaciones de transparencia publicadas por el Fondo en los medios electrónicos previstos en las disposiciones aplicables.

Con motivo de dicha verificación, el Fondo obtuvo un puntaje de cien puntos porcentuales (100%) del Índice Trimestral de Cumplimiento de Obligaciones de Transparencia, respecto al cumplimiento durante el cuarto trimestre de 2025 de la obligación de publicar la

información concerniente a sus obligaciones de transparencia establecidas en la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

iii. 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.

iv. Comunicación y difusión

Durante este periodo, se puso en marcha una estrategia de comunicación en coordinación con la Oficina de Comunicación Digital y Multimedia, mediante la elaboración y difusión de materiales en las redes sociales del Banco, con el propósito de ampliar el alcance de la información y dar a conocer las funciones del Fondo.

Asimismo, se mantuvo la difusión de contenidos en la red social X, con información estratégica sobre el Fondo y el sector de hidrocarburos, a fin de fortalecer y dar continuidad a los esfuerzos de comunicación institucional del fideicomiso.

b. Fiscalización y Control Interno

i. Auditoría Interna

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

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

En septiembre, la firma de auditoría que funge como auditor externo del Fondo inició la revisión de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2026. El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información que ha realizado el auditor externo.

iii. Fortalecimiento al Control Interno

Durante el trimestre, se actualizaron los Manuales de Procedimiento de Operación (MPO) asociados a la Administración Financiera de los Contratos, a la Operación Financiera del FMPED y a la Administración de la Reserva, para garantizar que reflejen los ajustes a la operación del Fondo. Con relación a los Planes de Continuidad Específicos (PCE), se actualizó el correspondiente al proceso de la Gestión Administrativa del Fondo y se encuentra en

actualización el PCE del proceso de Administración de la Reserva, además de sus respectivos Análisis de Impacto del Proceso (BIA).

Finalmente, se participó en la realización de la prueba conjunta con el resto de las unidades administrativas del Banco de México con el propósito de garantizar la continuidad operativa de cada área bajo un escenario de cambio de servidores.

c. Talleres para contratistas

En septiembre, el Fondo organizó el tercer 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 88 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la SENER y el Servicio de Administración Tributaria.