

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  
abril-junio 2026**

Ciudad de México, 23 de julio de 2026

## **INFORME TRIMESTRAL ABRIL - JUNIO 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 .....          | 16 |
| 2.2 Administración de riesgos.....                     | 19 |
| a. Cumplimiento de límites de riesgo .....             | 19 |
| b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión ..... | 20 |

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

|                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------|----|
| 3.1 Contratos de licencia con producción .....              | 23 |
| 3.2 Contratos de producción compartida con producción ..... | 26 |

### **4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO**

|                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------|----|
| 4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....      | 30 |
| 4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo ..... | 30 |
| 4.3. Otras actividades relevantes .....                           | 30 |
| a. Transparencia y acceso a la información pública .....          | 30 |
| b. Fiscalización y Control Interno .....                          | 31 |
| c. Talleres para contratistas .....                               | 32 |

## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 188 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 67,690 millones de pesos<sup>1</sup>.

El mencionado DPB se realizó de conformidad con la reforma a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada el 18 de marzo 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)

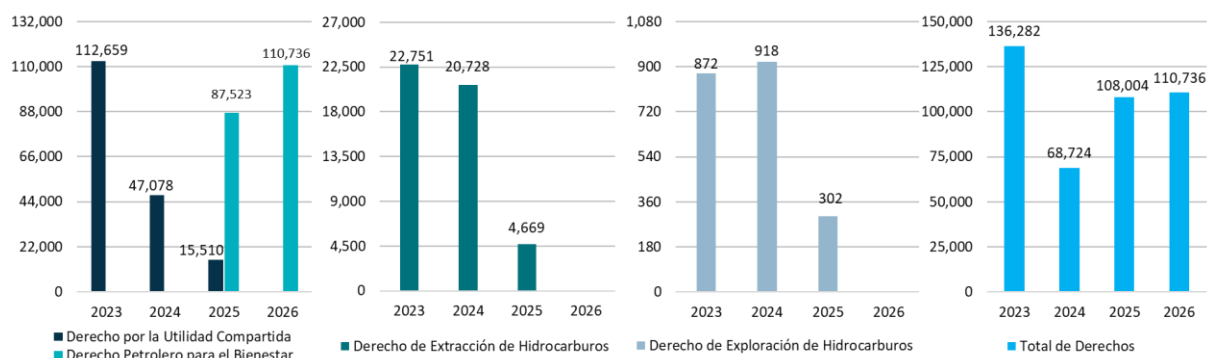
|                                            | abril-junio<br>2025 | abril-junio<br>2026 | Δ%<br>(2026 vs. 2025) |
|--------------------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|
| <b>Derecho Petrolero para el Bienestar</b> | 49,879              | 67,690              | 36%                   |
| <b>Total</b>                               | <b>49,879</b>       | <b>67,690</b>       | <b>36%</b>            |

Se observa que los ingresos totales provenientes de asignaciones durante el segundo 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 \$95.24 dólares por barril en 2026, en comparación con los \$60.66 dólares por barril registrados en el mismo periodo del año previo, lo que representó un incremento de 57.01%.

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

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

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



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

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

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

|                                                                                              | Pesos      | Dólares <sup>2/</sup> |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------------------|
| <b>Cuota exploratoria</b> <sup>3/</sup>                                                      | 219        |                       |
| <b>Regalía Adicional</b>                                                                     |            | 16                    |
| <b>Regalía Base</b>                                                                          |            | 6                     |
| <b>Penas convencionales</b> <sup>4/</sup>                                                    |            | 0                     |
| <b>Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular</b> <sup>5/</sup> |            | 548                   |
| <b>Total</b>                                                                                 | <b>219</b> | <b>570</b>            |

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

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

<sup>3/</sup> Incluye ingresos recibidos por enajenación de activos por un monto de 19,533 pesos.

<sup>4/</sup> No existieron penalizaciones recibidas durante el segundo trimestre.

<sup>5/</sup> Incluye ingresos recibidos en el periodo por intereses de la cuenta del comercializador por un monto de 95,428 dólares, intereses moratorios por un monto de 48,856 dólares.

<sup>2</sup> Artículo 27 y 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

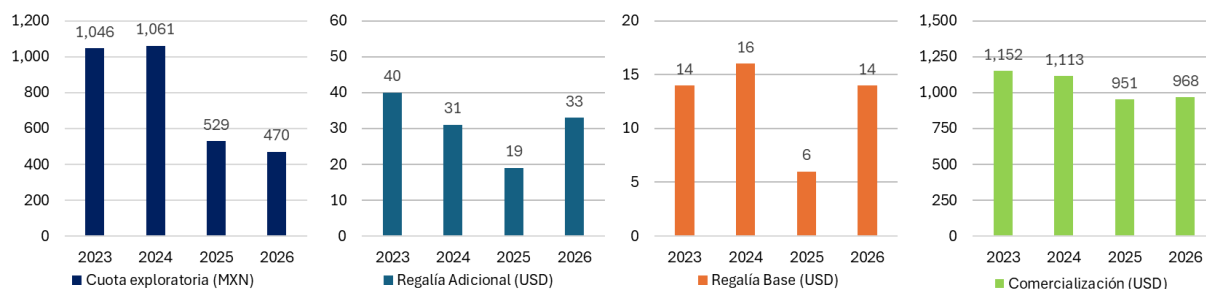
<sup>3</sup> Se refiere a los ingresos por las regalías base y la participación en la utilidad operativa que el Fondo recibe por parte del comercializador del Estado derivado de la venta de los hidrocarburos prevista en los contratos de producción compartida.

A continuación, se muestra la evolución de los recursos recibidos por parte de los contratistas durante los ejercicios de 2023 a 2026:

**Gráfica 2. Ingresos por contratos**

enero – junio

(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 junio de 2026 se observan aumentos en los ingresos, con excepción de la cuota exploratoria. En el primer semestre de 2026 el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de \$80.72 dólares por barril, mientras que en el mismo periodo de 2025 fue de \$63.65 dólares por barril, lo que representa un incremento de 26.47%.

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

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

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

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

|                                                                                                                                                       |               |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>                                                                                      | -             |
| <b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>                                                                        | -             |
| <b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>                                                                                                       | <b>509</b>    |
| <b>IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética<sup>2/</sup></b>                                   | -             |
| <b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>                                                   | <b>3</b>      |
| <b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>                                      | <b>77,343</b> |
| 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 | 77,313        |
| <b>Total</b>                                                                                                                                          | <b>77,855</b> |

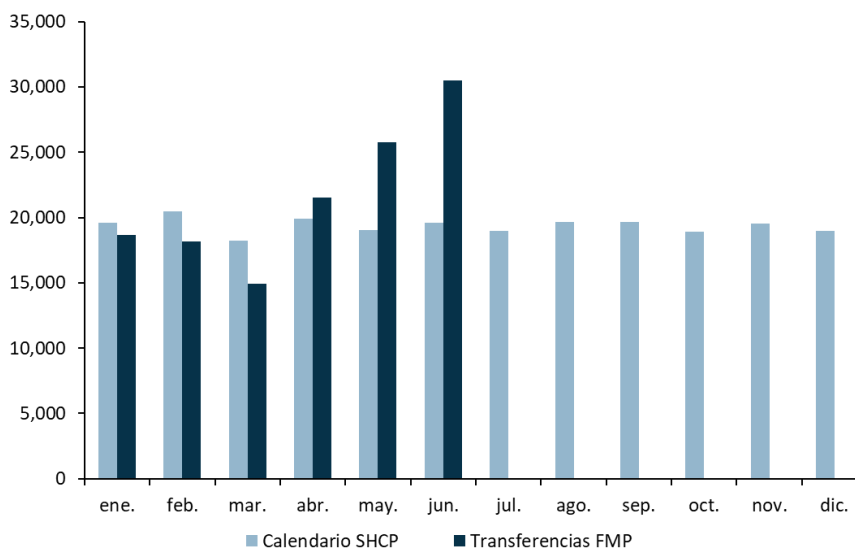
<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el segundo trimestre ascendieron a 77,855 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 129,580 millones de pesos, equivalentes al 0.3% 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.

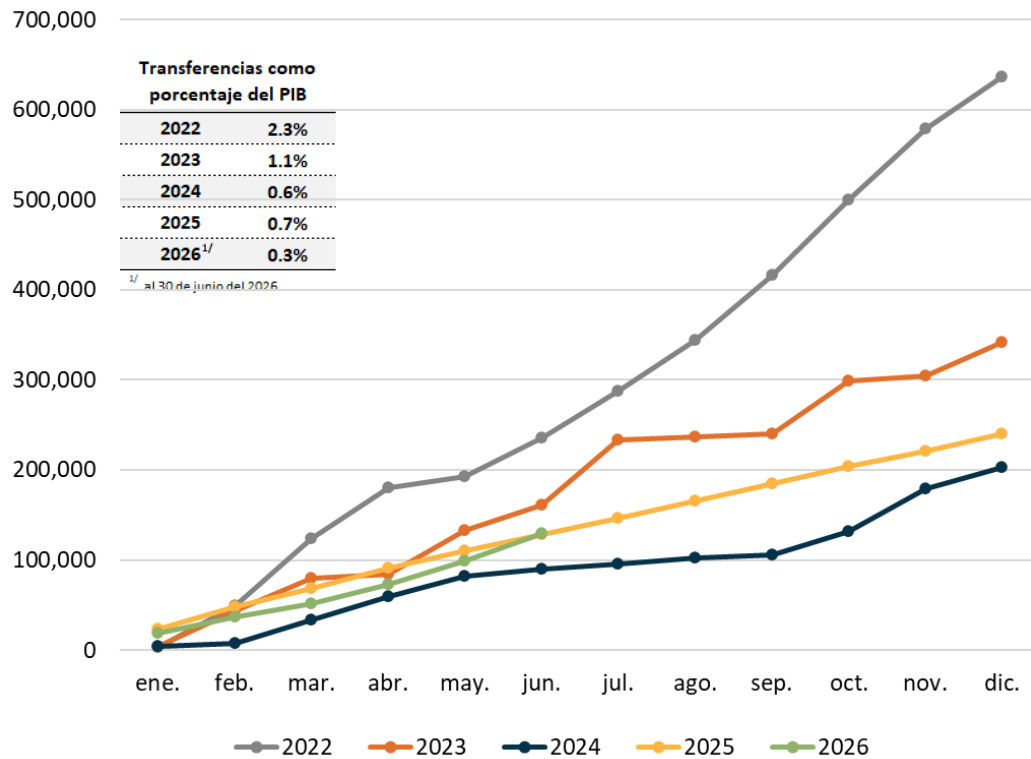
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

**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<sup>5</sup>**  
(Millones de pesos)



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

### 1.3 Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre, el Fondo gestionó la inscripción de 7 convenios modificatorios a contratos; así como verificó que la documentación estuviera completa y cumpliera con los requisitos para la inscripción y procedió a emitir seis constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 49 títulos de asignación propia, la cancelación de 14 títulos de asignación propia y la inscripción de 14 títulos de asignación para desarrollo mixto, 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 cuatro 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 junio de 2026**

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

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

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

**Tabla 5. Asignaciones inscritas al 30 de junio 2026**

| Tipo de asignación                | Total |
|-----------------------------------|-------|
| Asignaciones de Desarrollo Propio | 398   |
| Asignaciones de Desarrollo Mixto  | 14    |

## **2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO**

### **2.1. Administración de la cartera de inversión**

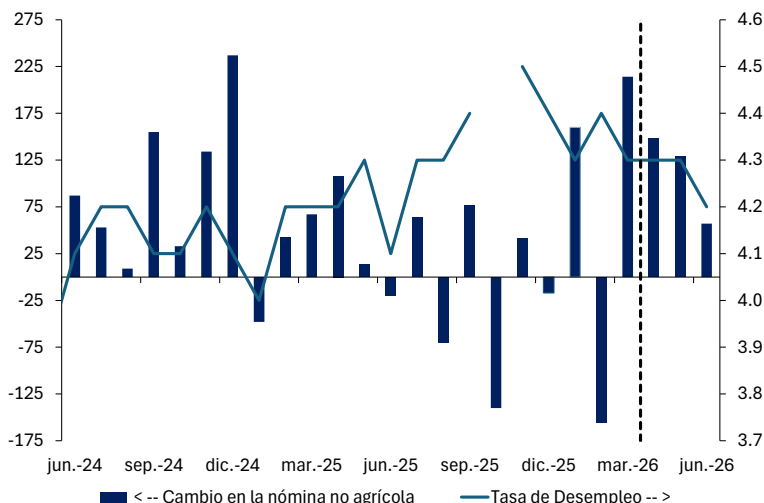
#### **a. Condiciones económicas**

Durante el segundo trimestre de 2026, los mercados financieros internacionales operaron en un entorno de elevada volatilidad, determinado por tres factores principales: el escalamiento y posterior desescalamiento del conflicto entre Irán y Estados Unidos, el repunte de las presiones inflacionarias derivadas del choque energético, y una recalibración generalizada de las expectativas de política monetaria en las principales economías. En un escenario más diferenciado, las bolsas recuperaron terreno, particularmente en Europa y en sectores vinculados a inteligencia artificial, mientras que los mercados de tasas reflejaron una mayor divergencia entre bancos centrales.

En Estados Unidos, la Reserva Federal (Fed) celebró en junio la primera reunión del FOMC (Comité Federal de Mercado Abierto) bajo la presidencia de Kevin Warsh. El Comité decidió mantener sin cambios el rango objetivo de la tasa de fondos federales en 3.50% - 3.75%, en un contexto en el que la inflación volvió a repuntar por el aumento en los precios de la energía y el mercado laboral comenzó a mostrar señales más claras de moderación. La comunicación de la Fed fue interpretada como menos dependiente de guía futura y más enfocada en los datos observados, lo que incrementó la sensibilidad de los mercados a cada publicación de inflación y empleo.

La economía estadounidense mantuvo un desempeño sólido durante el trimestre. En este contexto, la revisión del crecimiento del PIB del primer trimestre de 2026 a 2.1% anualizado desde 1.6% preliminar, reforzó la percepción de una economía más resistente de lo previsto inicialmente. No obstante, hacia el cierre del periodo comenzaron a observarse señales de moderación. En junio se crearon únicamente 57 mil empleos, por debajo de lo esperado, y las cifras de abril y mayo fueron revisadas a la baja; si bien la tasa de desempleo descendió a 4.2% (Gráfica 5), ello se explicó en parte por una menor participación laboral. En paralelo, la inflación se mantuvo por encima del objetivo de la Fed, con estimaciones privadas señalando un repunte de la inflación general hacia niveles cercanos a 4% durante el trimestre, impulsada principalmente por energía.

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



En la zona del euro, el Banco Central Europeo (BCE) enfrentó un dilema similar, aunque con una economía más frágil. En su reunión de junio, el BCE elevó sus proyecciones de inflación y mantuvo un tono restrictivo, destacando que la inflación general promediaría 3.0% en 2026 y que el componente subyacente seguiría por encima de la meta durante más tiempo. La autoridad monetaria señaló que el choque energético asociado al conflicto en Medio Oriente se estaba transmitiendo no sólo a combustibles, sino también a alimentos, bienes y servicios.

El desempeño económico europeo continuó limitado por la debilidad estructural de la actividad, los altos costos de energía y la baja productividad. El Fondo Monetario Internacional (FMI) advirtió que la Eurozona enfrentaba nuevos vientos en contra por la guerra en Medio Oriente y por el incremento en los precios energéticos, en un contexto de fragmentación global y bajo crecimiento potencial. Aun así, los mercados accionarios europeos tuvieron un desempeño destacado: el STOXX 600 registró en el trimestre su mayor avance en más de cinco años, apoyado por la recuperación del apetito por riesgo, la moderación posterior del precio del petróleo y el fuerte entusiasmo por empresas vinculadas a inteligencia artificial, semiconductores e infraestructura eléctrica.

En Reino Unido, el trimestre estuvo marcado por una combinación de inflación persistente, política monetaria restrictiva y tensión política. El Banco de Inglaterra mantuvo la tasa de referencia en 3.75% en junio, con una votación de 7-2 con dos miembros votando por elevarla a 4.00%, lo que reflejó la preocupación por la persistencia de la inflación. La inflación se ubicaba todavía por encima del objetivo y el banco central proyectaba que las presiones de precios seguirían elevadas durante el verano.

Adicionalmente, la renuncia de Keir Starmer como primer ministro en junio, generó volatilidad inicial en la libra y en los gilts, aunque la reacción posterior fue relativamente contenida al percibirse que el evento ya estaba parcialmente descontado. Los inversionistas se enfocaron en la sucesión política, la continuidad de la disciplina fiscal y el margen de maniobra del nuevo liderazgo laborista frente a una economía con bajo crecimiento, altos niveles de deuda y presión sobre el gasto público.

En Asia, el comportamiento fue heterogéneo. Japón destacó por la fuerte depreciación del yen, que hacia finales de junio se ubicó cerca de mínimos de casi 40 años frente al dólar, (Gráfica 6) presionado por la divergencia de tasas respecto a Estados Unidos, la persistencia de operaciones de *carry trade* y dudas sobre la capacidad del Banco de Japón para endurecer la política monetaria sin afectar la recuperación económica. A pesar de ello, el BoJ elevó su tasa de política monetaria a 1.00% en junio, el nivel más alto desde 1995, buscando contener las presiones inflacionarias importadas y moderar la debilidad cambiaria.

**Gráfica 6. Evolución histórica del tipo de cambio**  
**cambio**  
(USDJPY)

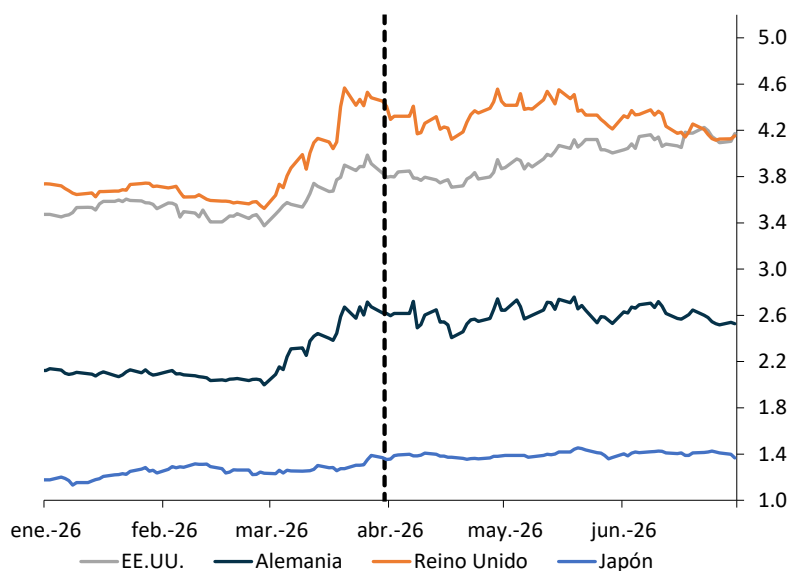


China mostró un patrón de crecimiento desequilibrado. La actividad manufacturera se mantuvo apoyada por exportaciones, tecnología, inteligencia artificial y sectores verdes, mientras que el consumo interno, la inversión y el mercado inmobiliario continuaron débiles. En mayo, las ventas minoristas cayeron por primera vez en más de tres años y la inversión se desaceleró, aunque la producción industrial mostró mayor resiliencia. Esta divergencia reforzó la percepción de una economía de dos velocidades: fuerte en manufactura avanzada y comercio exterior, pero débil en demanda doméstica.

En Australia, el Banco de la Reserva mantuvo la tasa de efectivo en 4.35% en junio, tras tres incrementos previos durante 2026. La decisión reflejó que las condiciones financieras se han restringido y han comenzado a observarse señales de desaceleración económica, aunque la inflación sigue siendo un riesgo relevante por el encarecimiento de la energía. En Nueva Zelanda, el banco central mantuvo la tasa oficial en 2.25% en mayo, señalando que el choque de precios derivado del conflicto en Medio Oriente podía elevar temporalmente la inflación, pero manteniendo el objetivo de evitar efectos de segunda ronda.

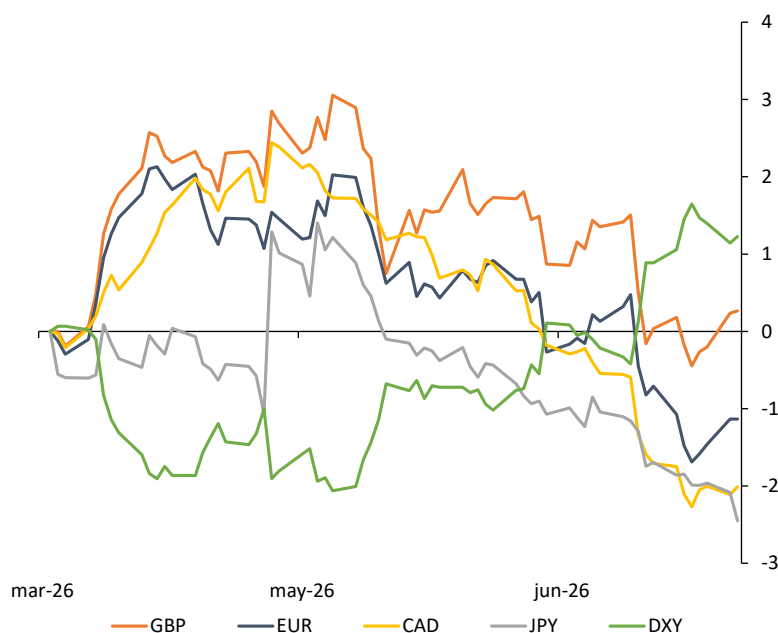
Los mercados iniciaron el trimestre anticipando que la moderación de la inflación y el enfriamiento gradual de la actividad permitirían a los principales bancos centrales continuar con un ciclo de relajación monetaria. Sin embargo, conforme avanzó el periodo y frente a las condiciones ya descritas las curvas soberanas de las economías avanzadas mostraron una evolución distinta, reflejando las diferencias en el ciclo económico y en la orientación de la Política Monetaria. (Gráfica 7)

**Gráfica 7. Rendimientos de bonos gubernamentales de 2 años para economías seleccionadas**  
(%)



En los mercados de divisas, el dólar presentó episodios de fortaleza durante los momentos de mayor tensión geopolítica, apoyado por su papel defensivo y por la expectativa de que la Fed mantendría tasas elevadas por más tiempo. El yen fue una de las monedas más débiles del trimestre, mientras que las divisas europeas mostraron sensibilidad al deterioro de los términos de intercambio por energía. Por el contrario, monedas vinculadas a materias primas, como el dólar australiano, mostraron mejor comportamiento relativo en periodos de repunte de commodities y de tono restrictivo de sus bancos centrales.

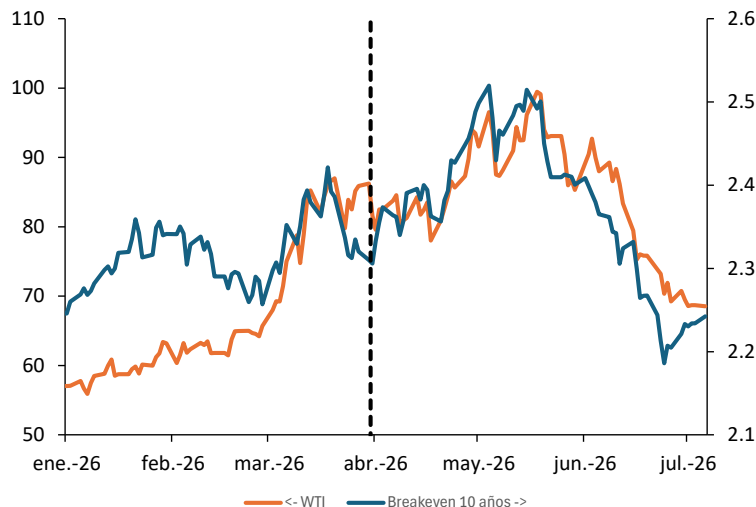
**Gráfica 8. Rendimiento de divisas seleccionadas**  
(%)



El principal evento geopolítico del trimestre fue el desarrollo de la guerra entre Irán y Estados Unidos y su impacto sobre el Estrecho de Ormuz. El conflicto elevó de forma abrupta la prima de riesgo geopolítica en petróleo, gas natural licuado, transporte marítimo y seguros. Posteriormente, hacia mediados de junio, los precios del petróleo cayeron con fuerza tras el anuncio de un entendimiento entre Estados Unidos e Irán orientado a terminar las hostilidades y reabrir gradualmente el Estrecho de Ormuz. El Brent y WTI retrocedieron a mínimos de tres meses, aunque persistieron dudas sobre la normalización logística y de seguros (Gráfica 9).

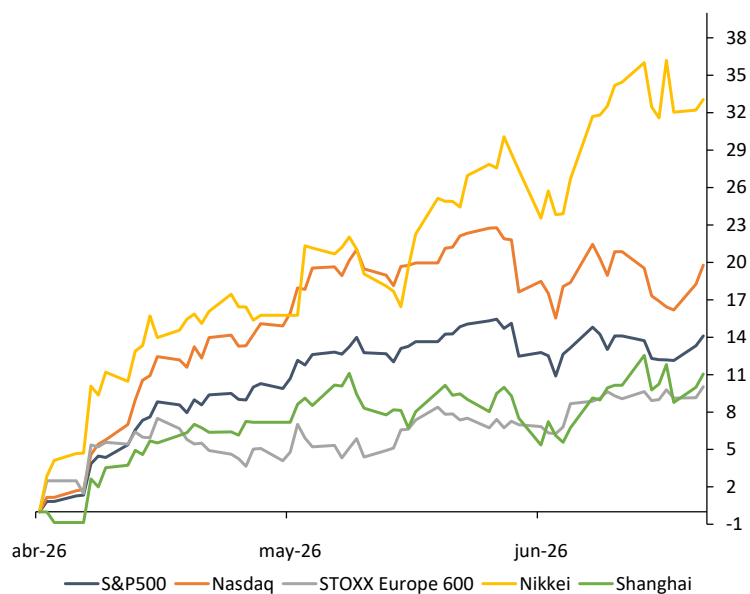
Hacia el cierre del trimestre, la reapertura parcial de Ormuz y la recuperación del tránsito marítimo permitieron una estabilización de los precios energéticos. OPEC+ aprobó posteriormente un nuevo aumento de producción para agosto, en un entorno de precios más contenidos y de recuperación gradual de exportaciones. Este cambio redujo parte de la presión inflacionaria esperada, aunque el trimestre dejó como saldo una mayor incertidumbre sobre la seguridad energética global y sobre la sensibilidad de los bancos centrales a choques de oferta.

**Gráfica 9. Precio WTI Nymex vs Breakeven de  
inflación a 10 años**  
(WTI dólares por barril, Breakeven %)



En los mercados accionarios, el segundo trimestre estuvo marcado por un renovado apetito por activos de riesgos, favorecido por la moderación de las tensiones geopolíticas y por el continuo entusiasmo en torno a la inteligencia artificial. Este último siguió concentrando una parte importante de los flujos de inversión hacia empresas tecnológicas y de infraestructuras asociadas al desarrollo de centros de datos, semiconductores y automatización. Como resultado, el Nikkei encabezó las ganancias entre los principales índices bursátiles, seguido por el Nasdaq y el S&P 500 (Gráfica 10).

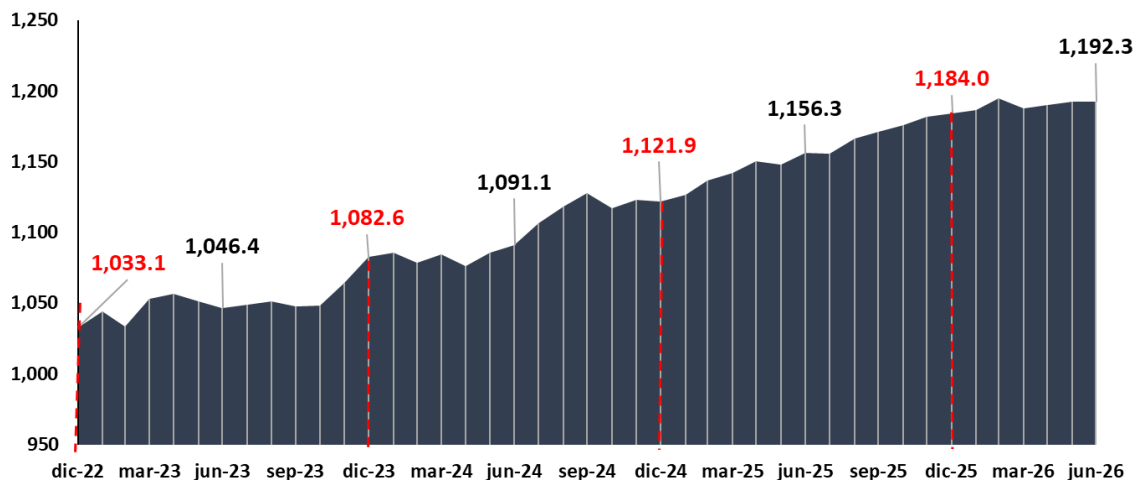
**Gráfica 10. Rendimiento de índices accionarios  
seleccionados**  
(%)



## b. Desempeño de la cartera de inversión

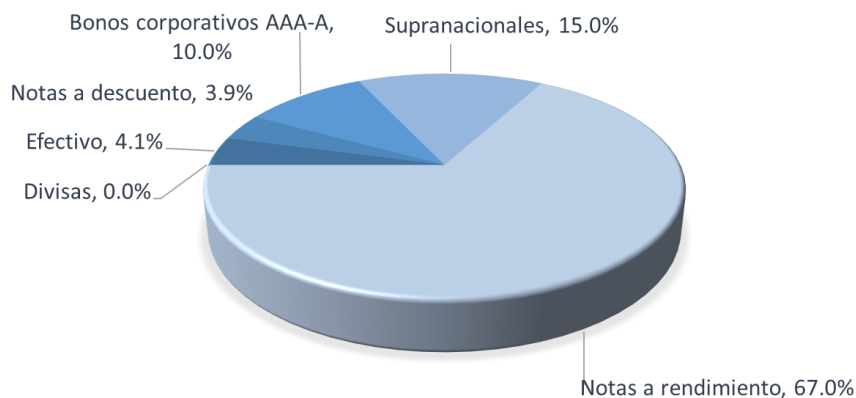
La cartera de inversión presentó un rendimiento de 0.4%, 2 puntos base (pb) por debajo del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,192.3 millones de dólares. Al cierre de junio el rendimiento acumulado anualizado es de 1.4%.

**Gráfica 11. Valor de la reserva del Fondo**  
(Millones de dólares)



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

**Gráfica 12. Composición de la cartera de inversión al cierre de junio**



**Rendimiento a vencimiento (%)**

**4.2**

**Duración modificada (%)**

**2.5**

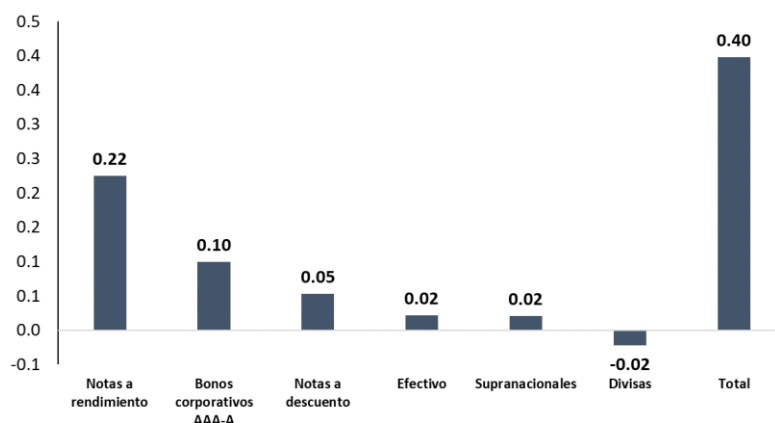
**Uso Público**

Información de acceso público.

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 22 pb al total, en un entorno en el que las tasas de corto plazo registraron movimientos relativamente acotados. En ese contexto, los bonos corporativos, las notas a descuento y los supranacionales también registraron resultados positivos, aportando 10 pb, 5 pb y 2 pb, respectivamente.

Finalmente, el sector de divisas tuvo un desempeño negativo, restando 2 pb al rendimiento del periodo.

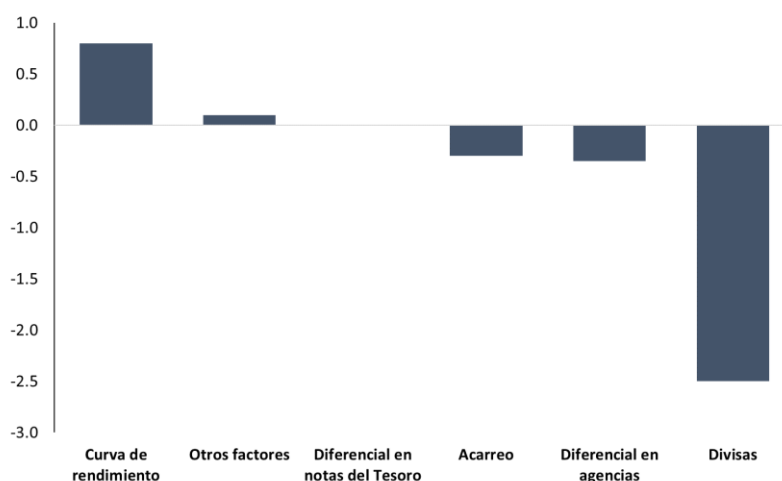
**Gráfica 13. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**  
(Porcentaje)



En el detalle, los 2 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores<sup>6</sup>. El componente más relevante fue el de divisas, que restó cerca de 3 pb, impulsado principalmente por posiciones activas en yen japonés, corona noruega, corona sueca, dólar australiano, dólar neozelandés y euro. Por su parte, el factor de curva de rendimiento contribuyó positivamente con aproximadamente 1 pb. En contraste, los factores de acarreo y diferenciales en agencias registraron contribuciones ligeramente negativas que, en conjunto, moderaron parcialmente el desempeño relativo. (Gráfica 14).

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

**Gráfica 14. 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<sup>7</sup>. El efecto total de -2 pb se explica principalmente por los costos de transacción asociados a las posiciones en divisas, los cuales restaron 2 pb durante el periodo. En contraste, el efecto de asignación de activos contribuyó positivamente con 1 pb, explicado por la sobreponderación en el segmento de notas a descuento y efectivo. Por su parte, los efectos de selección de instrumentos y del efecto por divisas fueron prácticamente nulos.

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

|                                | Asignación de activos | Selección de instrumentos | Costos de transacción | Efecto por Divisas | Total por atribución |
|--------------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|
| <b>TOTAL</b>                   | <b>1</b>              | <b>0</b>                  | <b>-2</b>             | <b>0</b>           | <b>-2</b>            |
| 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                  | -1                   |
| Supranacionales                | 0                     | 0                         | 0                     | 0                  | 0                    |
| Divisas                        | 0                     | 0                         | -2                    | 0                  | -2                   |

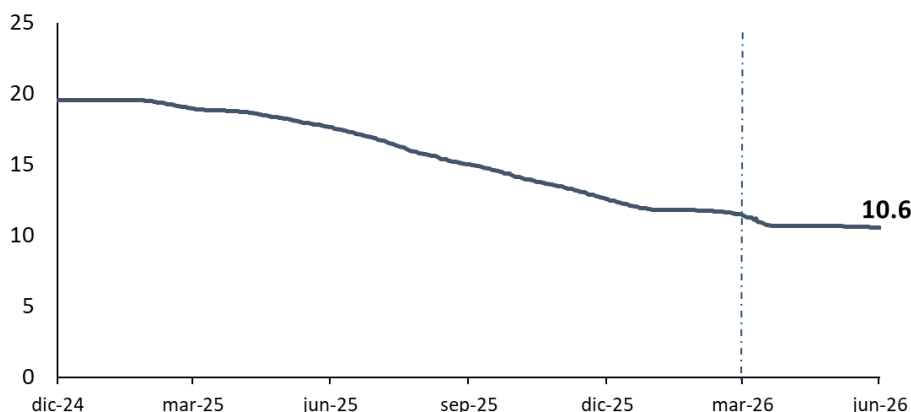
<sup>7</sup> Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

## 2.2 Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error<sup>8</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 10.6 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

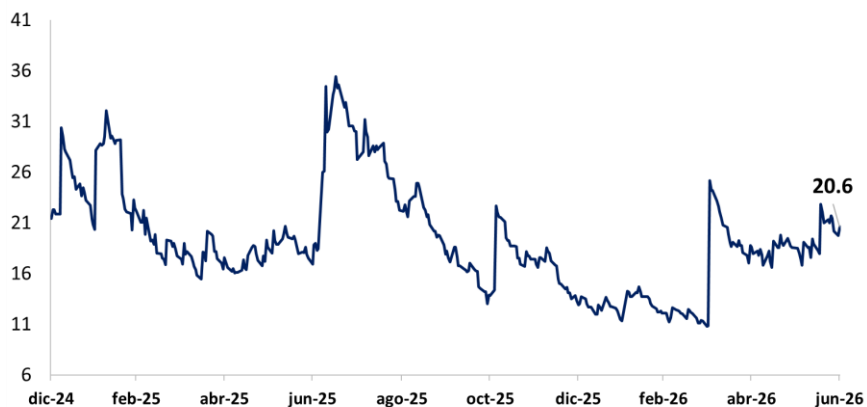
**Gráfica 15. Tracking Error de la cartera de inversión**  
(Puntos base)



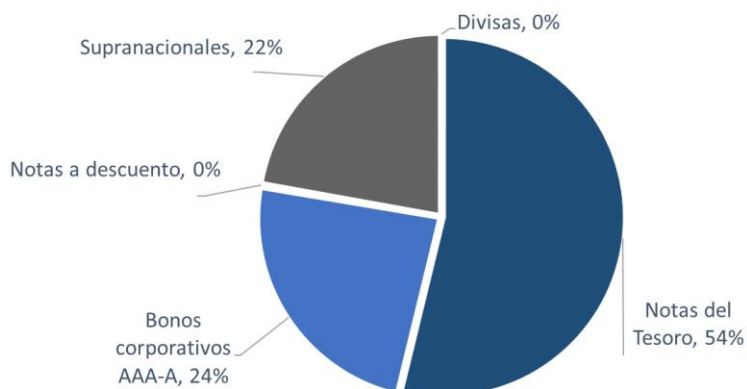
Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 20.6 pb (Gráfica 16), frente a los 26.1 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 2.4 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de Estados Unidos fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 54% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 24%. El resto de los activos en conjunto representaron el 22% del VaR total de la cartera (Gráfica 17). El decremento en el VaR observado durante el segundo trimestre estuvo asociado a una moderación en la volatilidad de las tasas de interés y de los diferenciales de crédito, en un entorno de mayor estabilidad en los mercados financieros.

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

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



**Gráfica 17. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión**



## b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

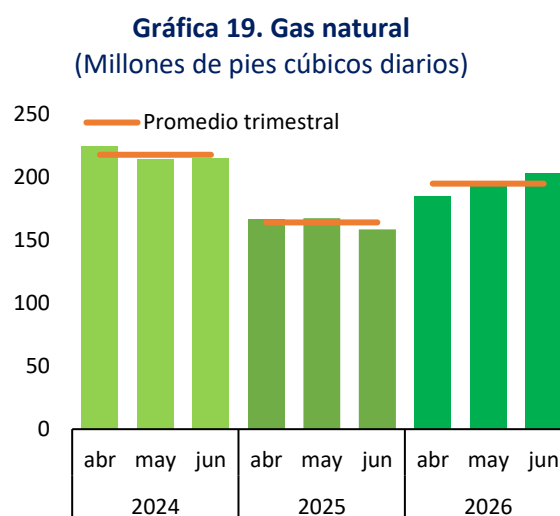
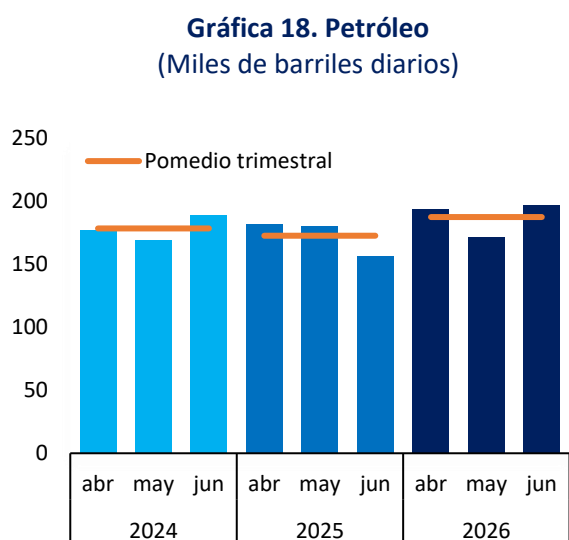
**Tabla 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de junio**  
(Porcentaje)

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

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

Durante el segundo trimestre del 2026, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos, cuya producción de petróleo promedió 187 mil barriles diarios (mbd), lo que representa un aumento de 9% contra el mismo trimestre de 2025. En cuanto al gas natural, la extracción aumentó 19% con un promedio de 195 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).

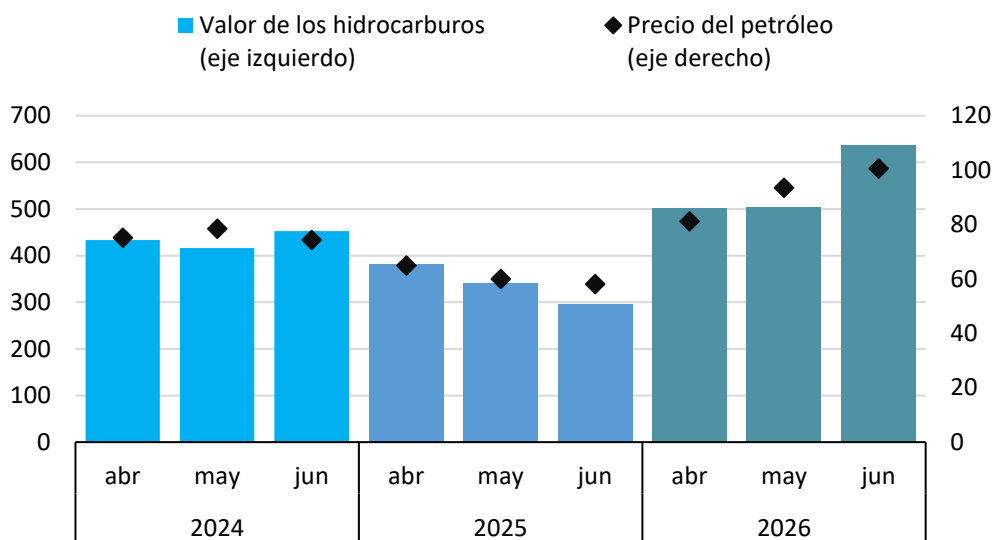
#### Producción de hidrocarburos<sup>1</sup> abril-junio



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 1,640 millones de dólares (mdd), monto 61% mayor que el observado el mismo trimestre del 2025.

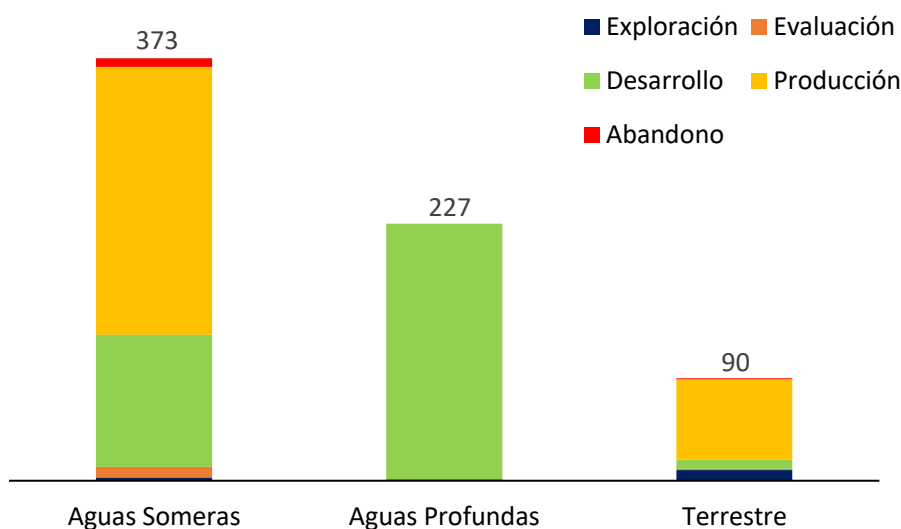
**Gráfica 20. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>12</sup>**  
(Millones de dólares y dólares por barril)



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

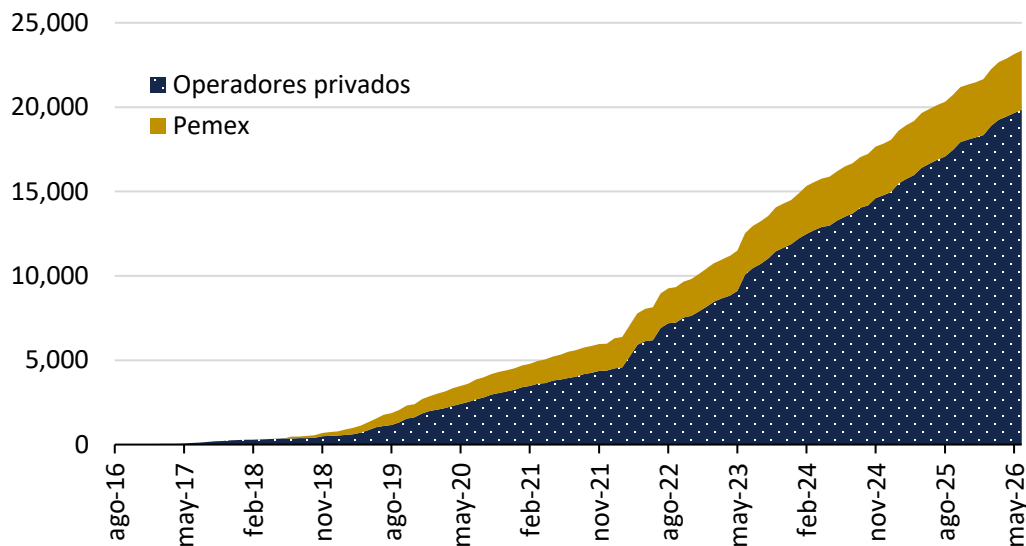
En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 690 mdd, de las cuales 373 mdd corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 227 mdd y el resto en áreas terrestres.

**Gráfica 21. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad**  
abril-junio  
(Millones de dólares)



Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos hasta el segundo trimestre de 2026 ascienden a 23,354 mdd.

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

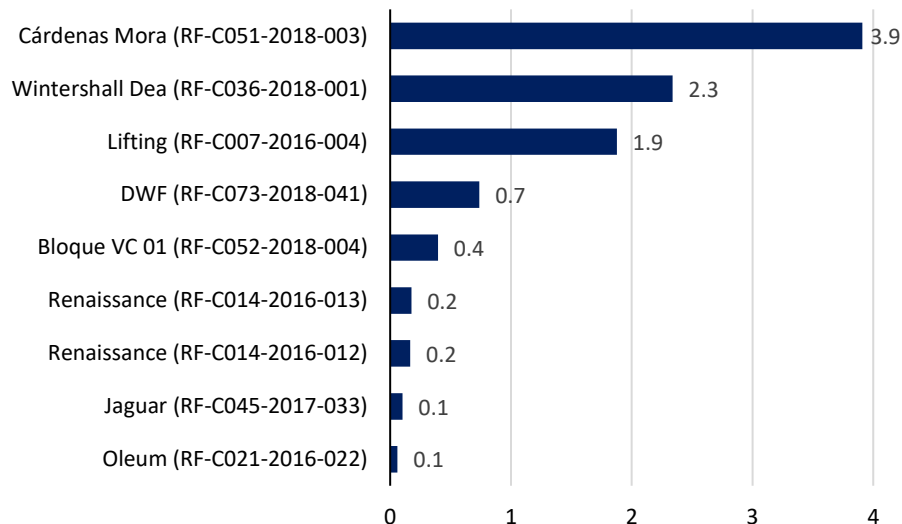


### 3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 20 de los 74 contratos de licencia extrajeron al menos un hidrocarburo; 7 contratos reportaron petróleo, gas natural y condensados; 9 extrajeron gas natural y condensados; 2 produjeron exclusivamente gas natural, y 2 exclusivamente petróleo.

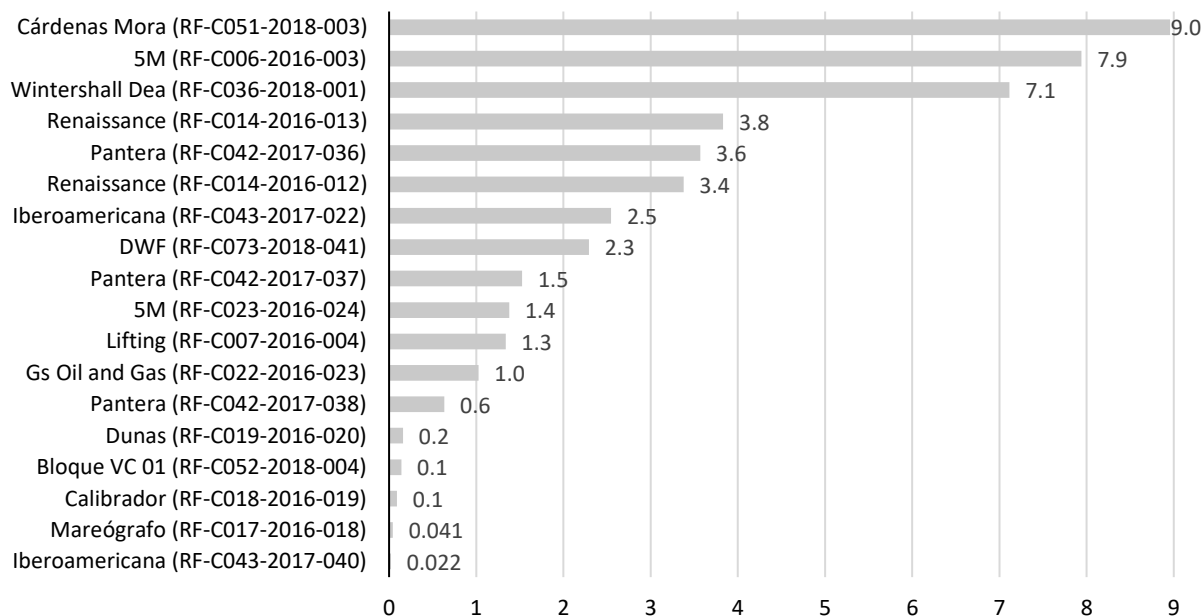
La producción promedio fue de 10 mbd de petróleo y 46 MMpcd de gas natural. El contrato operado por la empresa Cárdenas Mora tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 40% del total.

**Gráfica 23. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contrato<sup>1</sup>**  
 abril-junio  
 (Miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden a los volúmenes producidos en marzo, abril y mayo de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio de 2026, respectivamente.

**Gráfica 24. Promedio diario de volumen de gas natural extraído, por contrato<sup>1,2</sup>**  
 abril-junio  
 (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 marzo, abril y mayo de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio de 2026, respectivamente.

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 97 mdd, de los cuales 33 mdd corresponden al Estado por el pago de regalías<sup>9</sup>. El 72% 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<sup>10</sup>.

**Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías** <sup>1 2 3</sup>  
abril-junio  
(Dólares)

|               | VCH               | Regalía base     | Regalía adicional | Total de regalías |
|---------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| <b>abr-26</b> | 32,487,080        | 3,218,961        | 7,368,950         | 10,587,911        |
| <b>may-26</b> | 28,798,548        | 2,362,209        | 7,617,579         | 9,979,788         |
| <b>jun-26</b> | 35,609,082        | 3,512,904        | 8,921,909         | 12,434,813        |
| <b>Total</b>  | <b>96,894,709</b> | <b>9,094,074</b> | <b>23,908,438</b> | <b>33,002,512</b> |

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Las cifras corresponden a la determinación de los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres.

En este trimestre, el incremento en los precios del petróleo resultó en mayores tasas para la regalía base en comparación con al trimestre pasado. La tasa de la regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió 10.50% para el petróleo, 2.89% para el gas natural asociado, 0.06% para el gas no asociado y 5.02% para los condensados.

**Tabla 9. Regalía Base** <sup>1</sup>  
abril-junio  
(Porcentajes y Dólares)

| Tipo de hidrocarburo           | Valor mínimo de la tasa aplicada <sup>2/</sup> | Valor máximo de la tasa aplicada | Tasa calculada <sup>3/</sup> | Regalía base <sup>4/</sup> | Porcentaje del total |
|--------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------|
| <b>Petróleo</b>                | 7.50%                                          | 12.66%                           | 10.50%                       | 8,731,947                  | 96.02%               |
| <b>Gas natural asociado</b>    | NA                                             | 5.89%                            | 2.89%                        | 223,621                    | 2.46%                |
| <b>Gas natural no asociado</b> | 0.00%                                          | 5.86%                            | 0.06%                        | 2,120                      | 0.02%                |
| <b>Condensados</b>             | 5.00%                                          | 5.61%                            | 5.02%                        | 136,387                    | 1.50%                |
| <b>Total</b>                   |                                                |                                  |                              | <b>9,094,074</b>           | <b>100%</b>          |

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

2. Para petróleo, gas no asociado y condensados, se refiere al porcentaje de regalía base que corresponde cuando los precios se observan por debajo de los umbrales An, Dn y Gn; respectivamente, de acuerdo al artículo 24 de la LISH.

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

4. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>9</sup> Los contratistas y la Secretaría de Energía (SENER) reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones de cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que proporciona la SENER prevalece para realizar el cálculo.

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

**Tabla 10. Regalía Adicional**  
abril-junio  
(Porcentajes y Dólares)

|                                      | Tasa aplicada <sup>1/</sup> | VCH               | Regalía adicional <sup>2/</sup> | Porcentaje del total |
|--------------------------------------|-----------------------------|-------------------|---------------------------------|----------------------|
| <b>Operadores privados con Pemex</b> | 13%                         | 69,680,198        | 9,058,426                       | 37.9%                |
| <b>Ronda 1.3</b>                     | 59%                         | 21,841,017        | 12,939,141                      | 54.1%                |
| <b>Ronda 2.2</b>                     | 26%                         | 1,043,144         | 269,622                         | 1.1%                 |
| <b>Ronda 2.3</b>                     | 38%                         | 4,330,350         | 1,641,250                       | 6.9%                 |
| <b>Total</b>                         |                             | <b>96,894,709</b> | <b>23,908,438</b>               | <b>100%</b>          |

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 11 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones.

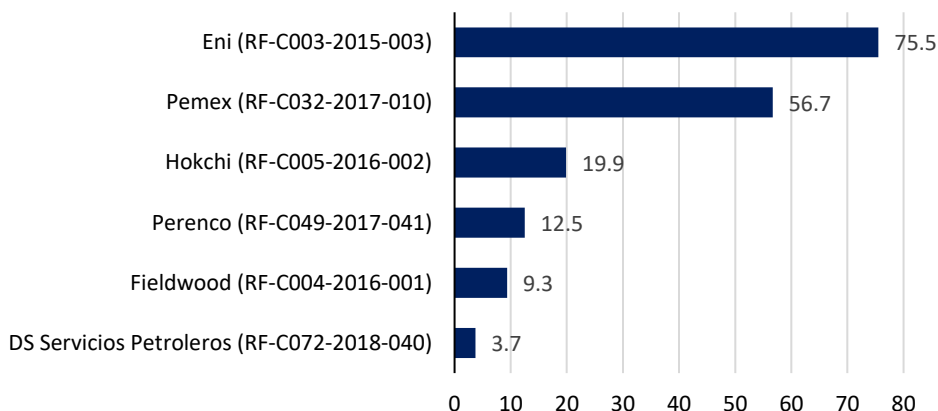
Este trimestre se implementaron ajustes a las contraprestaciones previamente calculadas de seis contratos afectando a 59 periodos. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la autoridad correspondiente, 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.

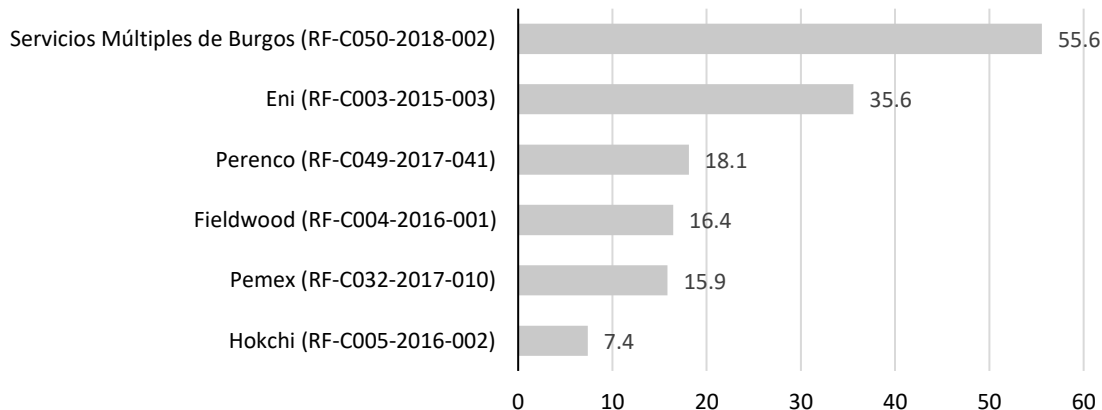
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 178 mbd de petróleo y 149 MMpcd de gas natural. El contrato operado por la empresa Eni tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 43% del total.

**Gráfica 25. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contrato<sup>1</sup>**  
 abril-junio  
 (Miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden a los volúmenes producidos en marzo, abril y mayo de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio de 2026, respectivamente.

**Gráfica 26. Promedio diario de volumen de gas natural extraído, por contrato<sup>1 2</sup>**  
 abril-junio  
 (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 marzo, abril y mayo de 2026, que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio de 2026, respectivamente.

Los contratos de producción compartida consideran dos contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la extracción de hidrocarburos, la regalía base y una participación sobre la utilidad operativa del proyecto, mismas que se pagan en especie<sup>11</sup>. Asimismo, contemplan dos contraprestaciones a favor de los contratistas, la recuperación de costos y la participación de los contratistas sobre la utilidad operativa. Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes se requiere calcular el VCH, el cual ascendió a 1,543 mdd.

<sup>11</sup> Exceptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

**Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida<sup>1</sup>**  
abril-junio  
(Dólares)

|               | VCH                  | Petróleo             | Gas natural       | Condensados      |
|---------------|----------------------|----------------------|-------------------|------------------|
| <b>abr-26</b> | 468,467,515          | 457,332,491          | 10,177,760        | 957,264          |
| <b>may-26</b> | 474,690,630          | 456,932,093          | 16,305,882        | 1,452,654        |
| <b>jun-26</b> | 599,947,878          | 583,465,092          | 15,255,054        | 1,227,733        |
| <b>Total</b>  | <b>1,543,106,023</b> | <b>1,497,729,676</b> | <b>41,738,696</b> | <b>3,637,651</b> |

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

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

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

**Tabla 12. Distribución final de la producción<sup>1</sup>**  
abril-junio

| Contraprestaciones<br>a favor de: | Petróleo<br>(Miles de barriles) | Gas Natural<br>(Miles de millones de<br>BTU) | Condensados<br>(Miles de barriles) |
|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|
| <b>Estado</b>                     | 7,911                           | 4,602                                        | 78                                 |
| <b>Pemex</b>                      | 1,858                           | 3,234                                        | 30                                 |
| <b>Operadores privados</b>        | 6,579                           | 6,279                                        | 101                                |
| <b>Total</b>                      | <b>16,348</b>                   | <b>14,115</b>                                | <b>210</b>                         |

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 74 periodos correspondientes a 6 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 2026.

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 548 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 15 mdd en comisiones como pago por sus servicios.

**Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado<sup>1 2</sup>**  
 abril-junio  
 (Millones de dólares)

| Comercializador     | Ingresos por comercialización <sup>3</sup> | Comisiones cubiertas <sup>4</sup><br>(No incluye IVA) |
|---------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| P.M.I. <sup>5</sup> | 548.3                                      | 15.5                                                  |

1. Corresponde a lo causado para todos los hidrocarburos comercializados en los periodos de febrero, marzo y abril 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 febrero de 2026, todos los hidrocarburos comercializados de marzo y abril de 2026 y el petróleo de mayo 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 144 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 1,572 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por dicha autoridad<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 del contrato de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del Acuerdo que determina el procedimiento para que el Fondo reciba y realice el enterero 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 25,790,780 pesos, conforme a lo siguiente:

**Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**  
abril – junio  
(Millones de pesos)

| Concepto                      | 2o Trimestre |
|-------------------------------|--------------|
| Recursos Humanos              | 15.5         |
| Costos de Ocupación           | 1.2          |
| Tecnologías de la Información | 5.0          |
| Otros Gastos de Operación     | 0.5          |
| Subtotal                      | 22.2         |
| IVA                           | 3.6          |
| <b>Total</b>                  | <b>25.8</b>  |

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

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

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

### 4.3. Otras actividades relevantes

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

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

El Fondo recibió 128 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. Portal de Protección de Datos Personales

Se actualizó el apartado virtual de protección de datos personales del Fondo, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados y demás normatividad aplicable al Banco de México y al Fondo en materia de protección de datos personales.

**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 concluyó el proyecto de elaboración del video "Visualización geoespacial de los contratos", en colaboración con la Oficina de Comunicación Digital y Multimedia; dicho material fue publicado en el sitio web del Fondo.

Asimismo, se dio continuidad a las publicaciones en la red social X sobre información relevante del Fondo y del mercado petrolero, con el objetivo de fortalecer la estrategia de comunicación 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 mayo, el auditor externo envió al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión, copia del Dictamen a los estados financieros 2025, así como copia del Informe sobre el ejercicio de gasto de operación 2025, del FMPED, en cumplimiento al último párrafo del artículo 22 de la Ley del FMPED.

**iii. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante el trimestre, se concluyó la actualización de la matriz de riesgos operativos correspondiente a la Gestión Administrativa del FMPED. Asimismo, se dio continuidad a la actualización de los Manuales de Procedimiento de Operación (MPO) de la Administración Financiera de los Contratos y de la Operación Financiera del FMPED. Con relación a la actualización del MPO de Administración de la Reserva, se incorporó el nuevo subproceso denominado "Seguimiento y registro de operaciones de Préstamo de Valores", el cual ya se encuentra publicado en el Catálogo Institucional de Procesos.

Por otra parte, se actualizó el Plan de Continuidad Específico (PCE) correspondiente al proceso de Operación Financiera del Fondo, junto con su respectivo Análisis de Impacto del Proceso (BIA).

Finalmente, se identificó el tipo de cifrado en el inventario de activos de información del Fondo y se remitieron las actualizaciones a la unidad de Gestión de la Información para dar cumplimiento a la normativa vigente.

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

En junio, el Fondo organizó el segundo 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 73 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la SENER y el Servicio de Administración Tributaria.