



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 2025**

Ciudad de México, 24 de julio de 2025

INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 2025

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

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

Contenido

1.	ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1.	Ingresos	4
a.	Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b.	Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2.	Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.	6
1.3	Registro del Fiduciario.....	9
2.	ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	10
2.1.	Administración de la cartera de inversión	10
a.	Condiciones económicas	10
b.	Desempeño de la cartera de inversión	15
2.2	Administración de riesgos	18
a.	Cumplimiento de límites de riesgo.....	18
b.	Cumplimiento de los lineamientos de inversión	19
3.	ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS ...	20
3.1	Contratos de licencia con producción	22
3.2	Contratos de producción compartida con producción	25
4.	ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	28
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
i.	Atención a solicitudes de acceso a la información	28
ii.	Publicación de estadísticas.....	28
iii.	Comunicación y difusión	28
b.	Fiscalización y Control Interno	29
c.	Talleres para contratistas.....	29

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 252 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 a las disposiciones legales vigentes en 2025, mismos que durante el trimestre ascendieron a un total de 49,879 millones de pesos¹.

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

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	abril-junio 2024	abril-junio 2025
Derecho Petrolero para el Bienestar	-	49,879
Derecho por la Utilidad Compartida	32,149	-
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	16,007	-
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	462	-
Total	48,618	49,879

Destaca que el total de los ingresos recibidos por asignaciones durante el segundo trimestre de 2025 fueron mayores a los observados en el mismo periodo del año anterior, lo que se explica por el otorgamiento en 2024, de un diferimiento fiscal² a Pemex por concepto del DUC.

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

²Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado el 25 de junio de 2024 en el Diario Oficial de la Federación.

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



b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado³: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **d)** Penas convencionales y **d)** Por comercialización de hidrocarburos⁴ de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos ^{1/}
abril-junio
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	258	
Regalía Adicional		14
Regalía Base		4
Penas convencionales ^{3/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{4/}		421
Total	258	439

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

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

^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a \$3,986 dólares.

^{4/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$214,647 dólares.

³ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

⁴ Se refiere a los ingresos por las regalías base y la participación en la utilidad operativa que el Fondo recibe por parte del comercializador del Estado derivado de la venta de los hidrocarburos prevista en los contratos de producción compartida.

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

Gráfica 2. Ingresos por contratos
enero – junio
(Millones)



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

Respecto a los ingresos provenientes de los contratos, durante el primer semestre de 2025 se observó una disminución generalizada en los cuatro rubros: cuota exploratoria, regalía adicional, regalía base, y comercialización. En este periodo, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación fue de \$68.83 dólares por barril, en comparación con los \$73.64 dólares por barril registrados en el mismo semestre de 2024, lo que representó una disminución de 13.3%.

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)⁵, conforme a lo siguiente:

⁵ 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/}
 abril-junio
 (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	600
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	4
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	58,846
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	35
b. Transferencia para que los ingresos petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del PIB	58,810
Total	59,450

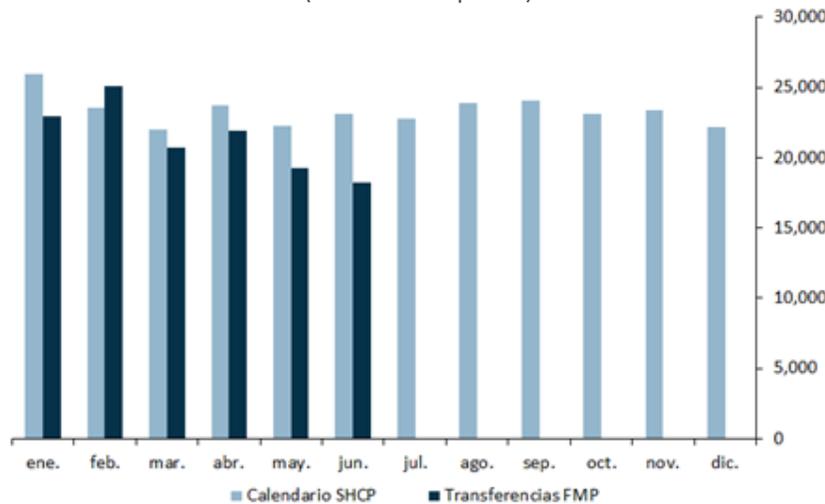
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{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 segundo trimestre ascendieron a 59,450 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 128,137 millones de pesos equivalentes al 0.4% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2025. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para 2025 estimó transferencias por 279,766.8 millones de pesos para este ejercicio fiscal, lo que equivaldría aproximadamente al 0.8% del PIB.

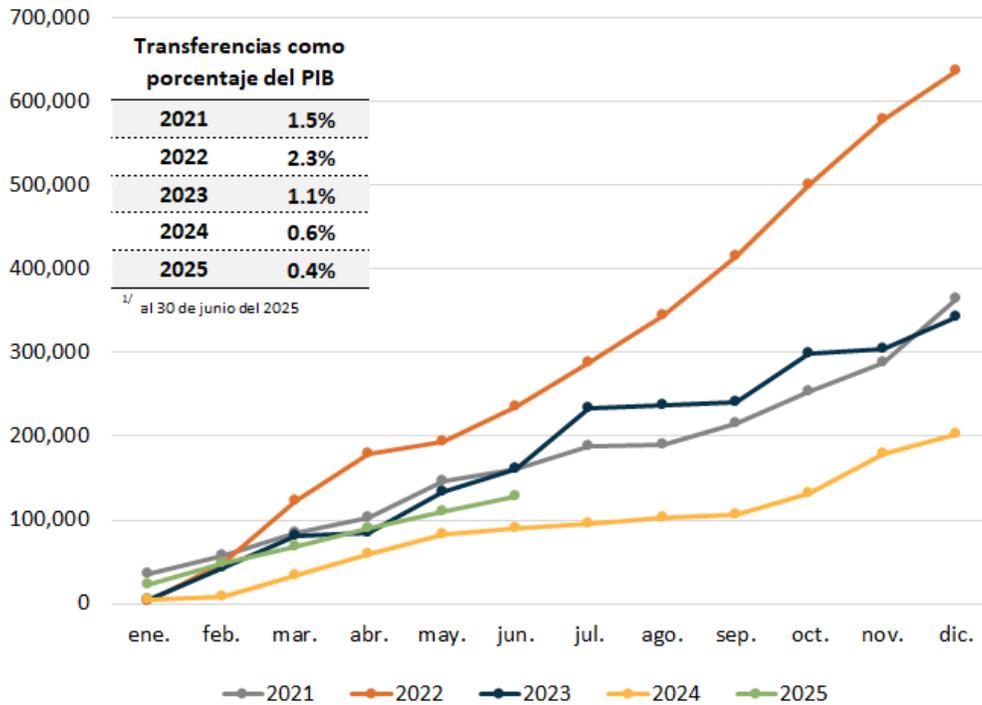
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

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



A continuación, se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previsto en los CGPE correspondiente a cada año, para los ejercicios del 2020 a 2025 (Gráfica 4):

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año⁶
(Millones de pesos)



⁶ El cálculo de las transferencias como porcentaje del PIB 2022 incluye los 41,078 millones de pesos correspondientes a las transferencias realizadas el 1 de febrero de 2022, conforme a la Quinta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2021. Primera Versión Anticipada, publicada el 24 de diciembre de 2021, en la página del SAT.

1.3 Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre, el Fondo gestionó la inscripción de 5 convenios modificatorios a contratos. El Fondo verificó que la documentación estuviera completa y cumpliera con los requisitos para la inscripción y procedió a emitir tres constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, en este trimestre no hubo modificaciones de títulos de asignación por parte de la Secretaría de Energía (SENER).

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 2025

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

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

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

Tabla 5. Asignaciones inscritas al 30 de junio 2025^{1/}

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	258
Asignación de exploración y extracción	111
Asignación de resguardo	43
Total	412

^{1/} Fuente: Fondo con datos de SENER a junio 2025.

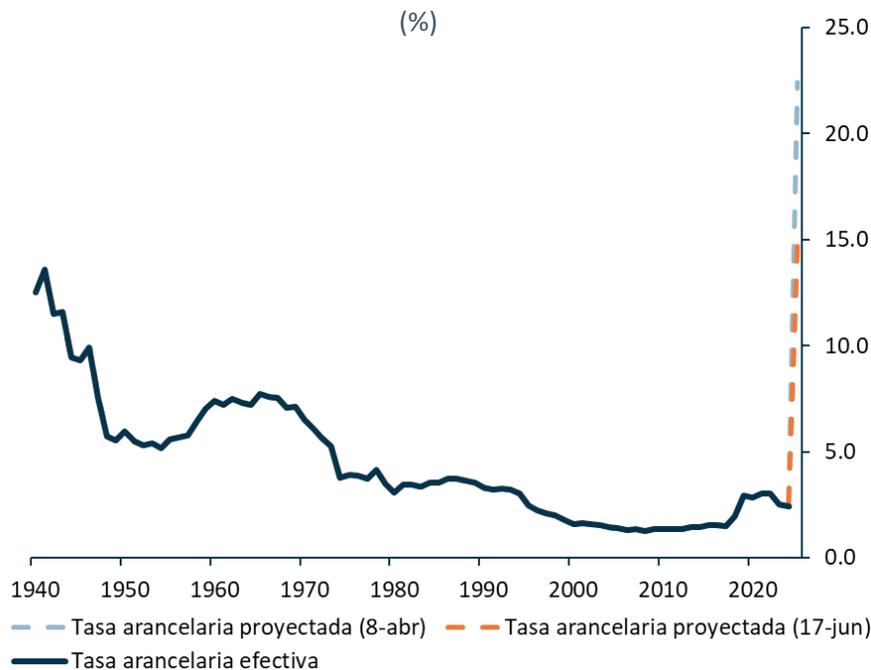
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

El periodo comprendido entre abril y junio de 2025 registró un sentimiento mixto por las políticas comerciales proteccionistas de la administración del presidente de Estados Unidos (EE.UU.) Donald Trump. En el detalle, el 2 de abril, el presidente Trump reveló los aranceles recíprocos que se impondría a distintos países, en el evento que el mandatario denominó “el día de la liberación”. Después de dichos eventos, según cifras estimadas por la Universidad de Yale, la tasa arancelaria efectiva de Estados Unidos se ubicaría en 22.44%. Posteriormente, la administración estadounidense estableció un período de gracia para la negociación de acuerdos comerciales que concluiría el 9 de julio, con excepción de China, cuya fecha límite se extendió al 12 de agosto, lo que generó optimismo entre los participantes del mercado y redujo a la tasa arancelaria a 14.72%, la más alta desde 1938. (Gráfica 5.)

Gráfica 5. Tasa arancelaria efectiva de Estados Unidos

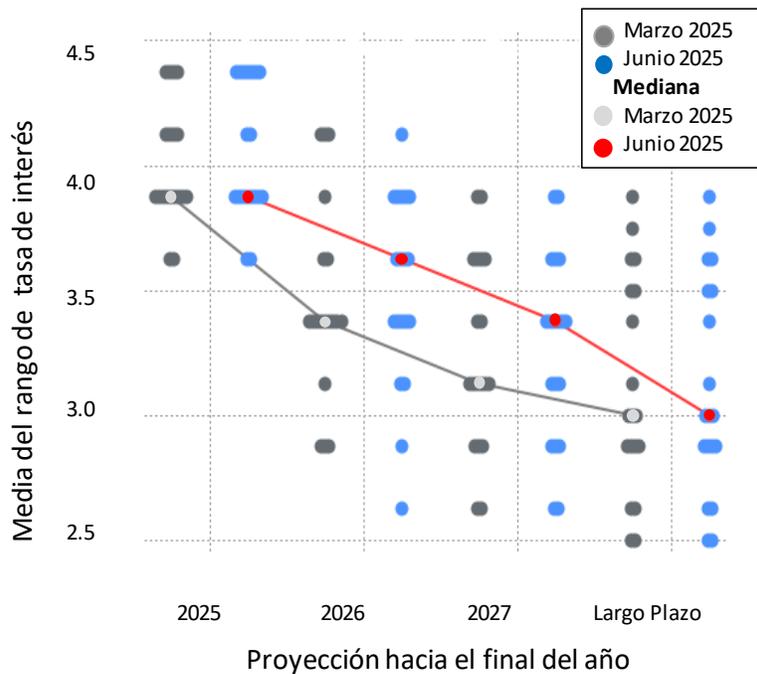


Fuente: Yale Budget Lab

Sin embargo, los todavía elevados aranceles impuestos por el gobierno estadounidense contribuyeron a las preocupaciones inflacionarias. Debido a esto, los participantes del mercado pusieron particular atención en las acciones de la Reserva Federal durante el trimestre, buscando detalles sobre cuándo podría reiniciar el ciclo de flexibilización que se había pausado. Hasta ahora, los aranceles no han tenido un impacto en las cifras de precios al consumidor, en particular aquellas para abril y mayo que se publicaron en el trimestre, intensificando la atención a la Reserva Federal.

Así, en las dos decisiones de política monetaria que celebró el Comité Federal de Mercado Abierto (FOMC) durante el periodo, el presidente Jerome Powell reconoció que, si bien los aranceles aún no han afectado significativamente la economía, a los niveles impuestos sí se esperaba que tuvieran un importante impacto inflacionario, reduciendo de manera importante los avances que tuvo la inflación al 2% durante los últimos dos años. Además, en junio, Powell comentó que, si bien las últimas lecturas de inflación habían sido alentadoras, se comenzaban a percibir ligeros efectos de los aranceles en los índices de precios y que esperaban que esto se intensificara en el verano. A pesar de esto, la proyección mediana de los funcionarios del FOMC para la tasa de referencia al cierre del año permaneció 50 pb por abajo de su nivel actual, aunque con un sesgo restrictivo debido a la incertidumbre inflacionaria. (Gráfica 6).

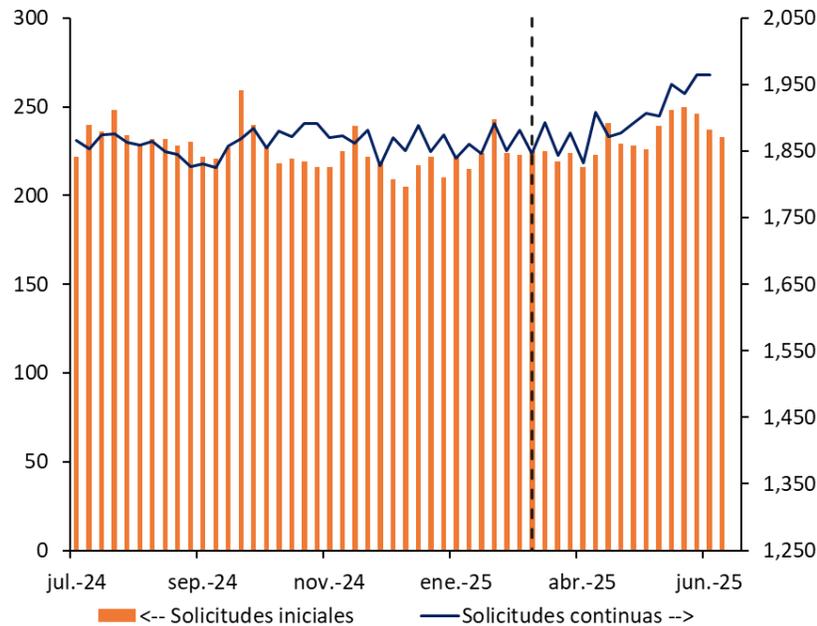
Gráfica 6. Predicciones para la tasa de Fondos Federales de acuerdo con el FOMC
(% anual)



Fuente: Reserva Federal

En cuanto al mercado laboral, hubo ciertas señales de debilitamiento, en particular en las solicitudes continuas al seguro de desempleo, las cuales sugieren que, aunque las empresas aún se muestran reticentes a recortar personal de forma activa, a los trabajadores despedidos cada vez se les dificulta más encontrar un nuevo empleo. Estas llegaron a 1.964 millones a finales del trimestre, su nivel más alto desde 2021.

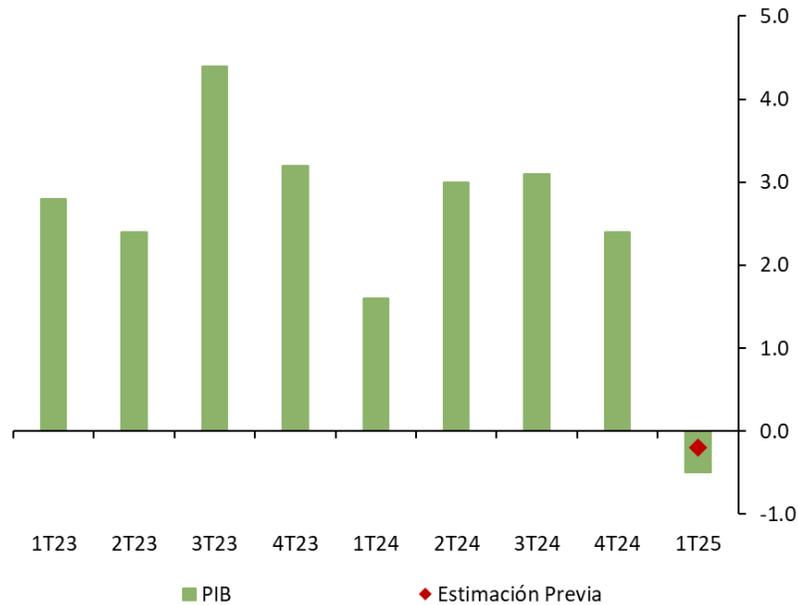
Gráfica 7. Solicitudes al seguro de desempleo de EE.UU.
(miles)



Fuente: Bloomberg

En consonancia, la economía comenzó a perder dinamismo, lo cual se percibió en la tercera revisión del PIB para el primer trimestre del año. Esta mostró una contracción de -0.5%, por debajo del segundo estimado y de las expectativas, ambos en -0.2%. El consumo personal, que representa tres cuartas partes del PIB, mostró un crecimiento de apenas 0.5%, muy por debajo del 1.2% estimado previamente. En respuesta, los mercados de swaps reflejaron un aumento en las expectativas de recortes a 2.6 recortes para este año, aunque por debajo de los 3 recortes estimados a inicios del trimestre. (Gráfica 8)

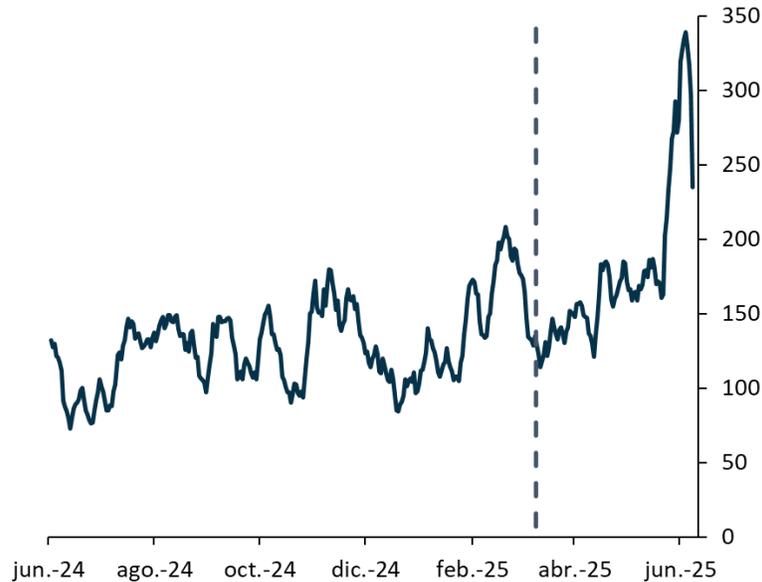
Gráfica 8. Crecimiento del PIB de EE.UU.
(Trimestre a trimestre anualizado, %)



Fuente: Bloomberg

Aunado a la incertidumbre comercial, que cobró relevancia hacia el fin del trimestre a medida que se acercaba la fecha límite para lograr un acuerdo comercial con EE.UU., la incertidumbre geopolítica ensombreció a los mercados en la llamada “guerra de los doce días” entre Irán e Israel (Gráfica 9). La mayor tensión del conflicto se dio tras los bombardeos estadounidenses a instalaciones nucleares iraníes en Fordow, Natanz e Isfahan, aumentando las especulaciones sobre una posible escalada con intervención militar directa. No obstante, días después Donald Trump anunció el alto al fuego y el término de la guerra, favoreciendo un retroceso en los precios de los energéticos que habían repuntado ante el temor de un cierre del Estrecho de Ormuz en Irán, canal que tiene un tráfico diario de aproximadamente el 20% del petróleo mundial. Asimismo, durante el conflicto destacó un aumento en el dólar, así como caídas en las tasas de las Notas del Tesoro, lo cual también se revirtió.

**Gráfica 9. Índice de riesgo geopolítico de Caldara y locavello
(Reserva Federal)
(unidades)**

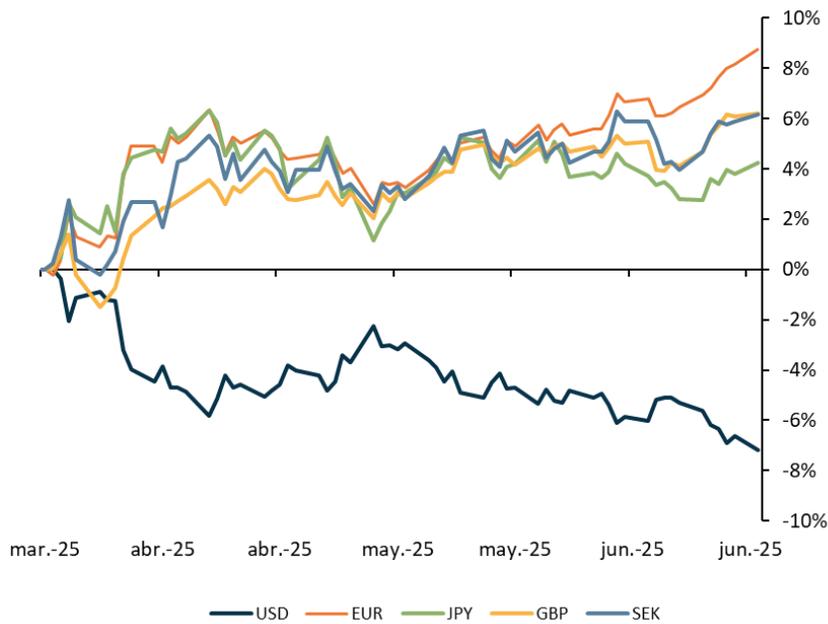


Fuente: Bloomberg

En medio de un contexto incierto tanto para el frente comercial como geopolítico, los inversionistas empezaron a poner atención en el denominado “Big Beautiful Bill” propuesto por Donald Trump, con un costo de \$3.3 billones de dólares en los siguientes diez años. Esta propuesta generó preocupaciones sobre la sostenibilidad de la trayectoria fiscal de Estados Unidos, causando un importante aumento en las primas por plazo y fuga de capitales en los principales índices bursátiles estadounidenses. Además, esto desplazó el rol del dólar como divisa de refugio, al tiempo que los comentarios del presidente estadounidense a favor de proponer un banquero central que estuviera a favor de su agenda política de disminuciones en la tasa de interés apoyaron el movimiento, en un entorno ya marcado por una menor confianza en el dinamismo de la economía estadounidense debido a su política arancelaria.

Lo anterior impulsó significativamente la apreciación de otras divisas, como el euro, lo que más tarde llamaría la atención del Banco Central Europeo, en el que, el discurso apuntó a que estaban muy cerca del finalizar con el ciclo de flexibilización monetaria, dando soporte adicional a la divisa. Otras monedas europeas también cerraron el trimestre con un desempeño positivo, reflejando un panorama económico más favorable ante un mayor gasto en defensa. En particular, Suecia anunció que destinará 300 mil millones de coronas suecas para gasto militar en la próxima década, con el objetivo de alcanzar el 3.5% del PIB para 2030, lo cual contribuyó a la apreciación de la corona. Posteriormente, esto se convirtió en un acuerdo en la cumbre de los líderes de la OTAN quienes pactaron aumentar el gasto en defensa al 5% del PIB y renovaron su compromiso con la defensa mutua. (Gráfica 10).

Gráfica 10. Rendimiento de divisas seleccionadas
(%)

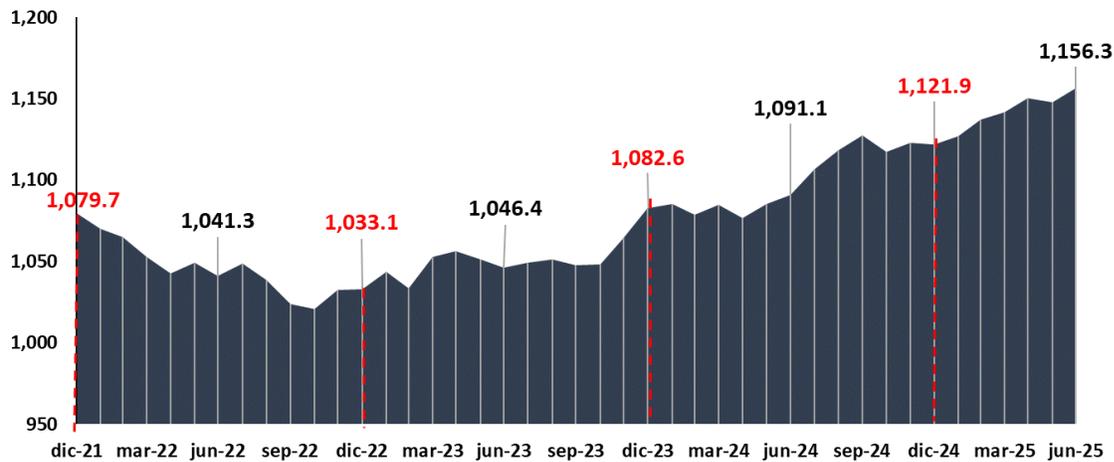


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

La cartera de inversión presentó un rendimiento de 1.3%, dos puntos base por debajo del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,156.3 millones de dólares.

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



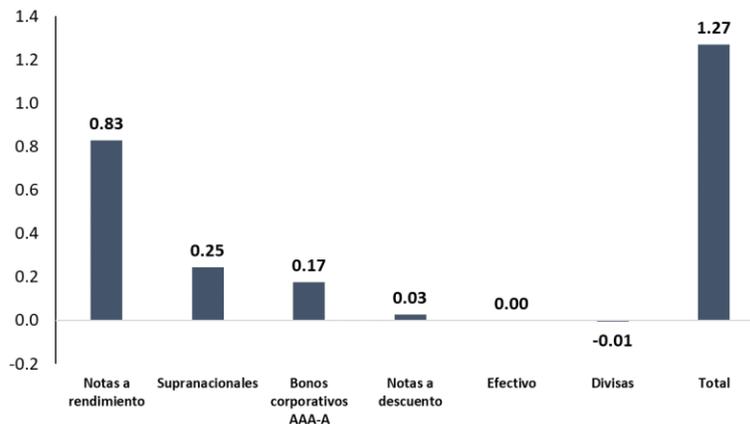
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos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

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



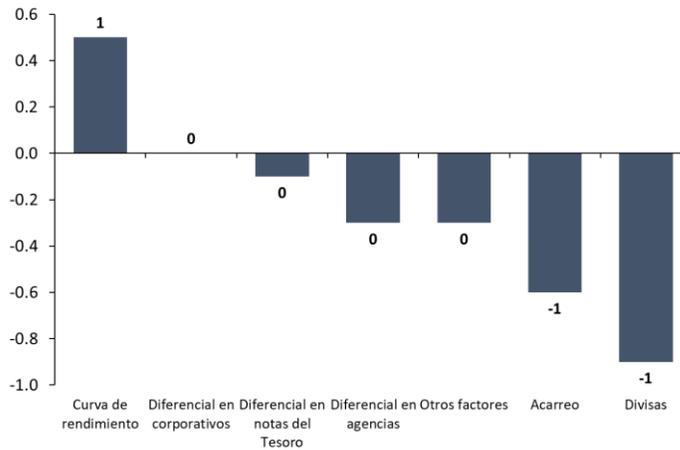
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explicó principalmente por el desempeño positivo de las notas a rendimiento del Tesoro estadounidense, sector que aportó 83 puntos base al rendimiento total. En un entorno de tasas de interés a la baja, impulsado por la combinación de políticas comerciales agresivas y cambios en las expectativas de política monetaria, los bonos supranacionales y corporativos también registraron resultados positivos, sumando 25 y 17 puntos base, respectivamente. Además, la cartera mantuvo una exposición en efectivo a través de las notas a descuento, las cuales contribuyeron con 3 puntos base adicionales al rendimiento total. Finalmente, el sector de divisas mostró un desempeño negativo, restando 1 punto base durante el periodo. (Gráfica 13)

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



En detalle, los 2 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores⁷. El factor de curva aportó 1 pb positivo por las posiciones del sector, aunque fue contrarrestado por el acarreo. Las divisas restaron rendimiento, principalmente por las posiciones activas en yen. Finalmente, se acumularon efectos negativos marginales en el factor de selección y en los diferenciales. (Gráfica 14)

Gráfica 14. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Puntos base)



La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras según los efectos de atribución⁸. Se observa un efecto negativo de 3 puntos bases como resultado del efecto de asignación de activos derivado de las posiciones tomadas en las notas del Tesoro y en las notas a descuento. En cuanto a la selección de instrumentos, su contribución fue positiva en el sector de las notas a rendimiento. Por último, los costos de transacción del periodo restaron 1 pb.

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

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

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

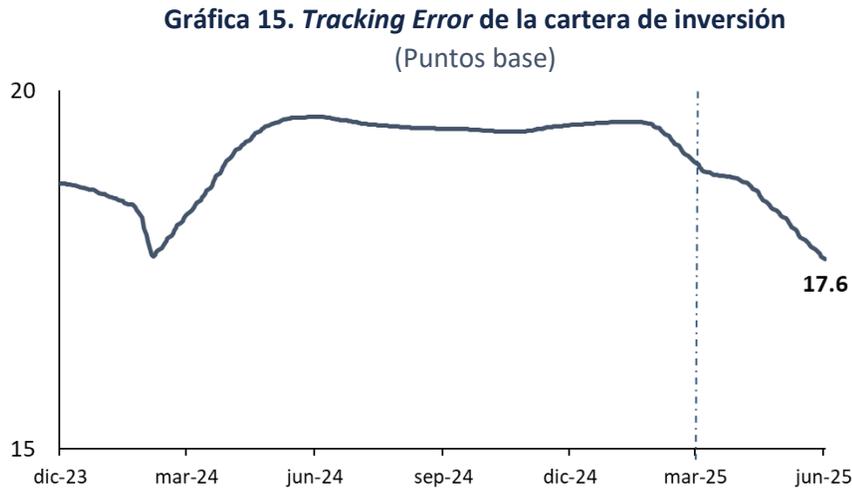
⁷ En el modelo de atribución por factores destacan los siguientes: 1) Curva de rendimiento: el cambio en las tasas de los distintos sectores de la curva; 2) Diferencial en corporativos: se refiere al diferencial entre las tasas de los bonos corporativos y las notas del Tesoro; 3) Diferencial en notas 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.

⁸ 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.

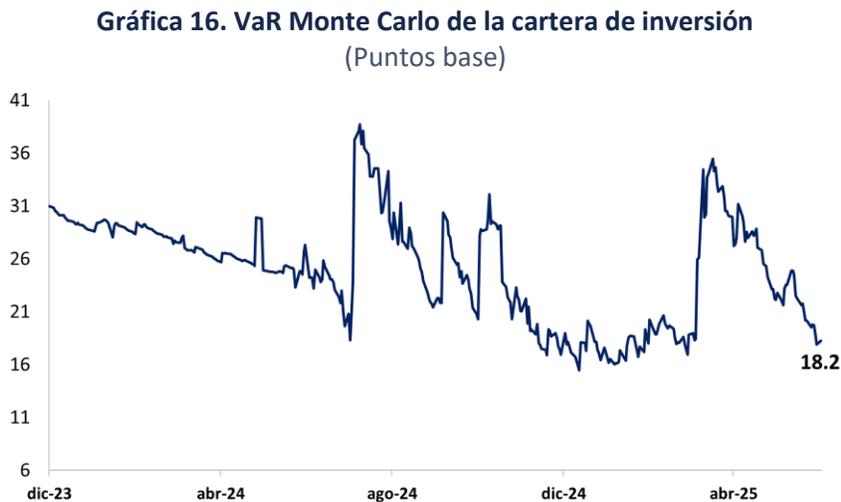
2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error⁹ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 17.6 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

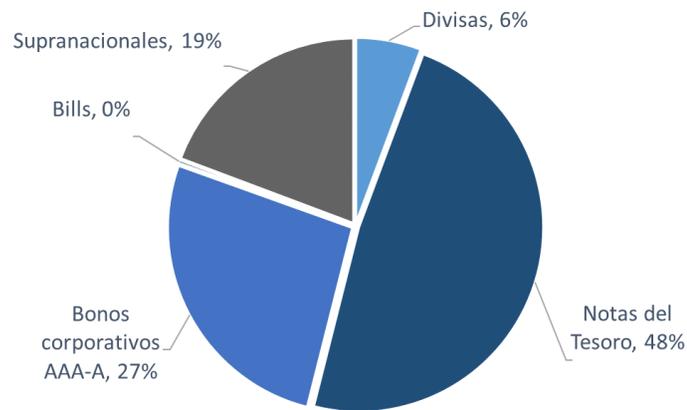


Por otra parte, el Valor en Riesgo (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 18.2 pb (Gráfica 16), comparado con los 19 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto sugiere que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera no excederá los 2.1 millones de dólares en un solo día. Las notas del Tesoro de Estados Unidos fueron los activos con la mayor contribución al VaR, representando aproximadamente el 48% del total, seguidas por los bonos corporativos, que contribuyeron con un 27%. El resto de los activos en conjunto representaron el 25% del VaR total de la cartera (Gráfica 17). Se observó un aumento en la volatilidad del VaR durante el segundo trimestre, lo que reflejó un enfoque cauteloso ante la política comercial agresiva de los Estados Unidos que fue disminuyendo gradualmente conforme avanzó el periodo.



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

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



b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

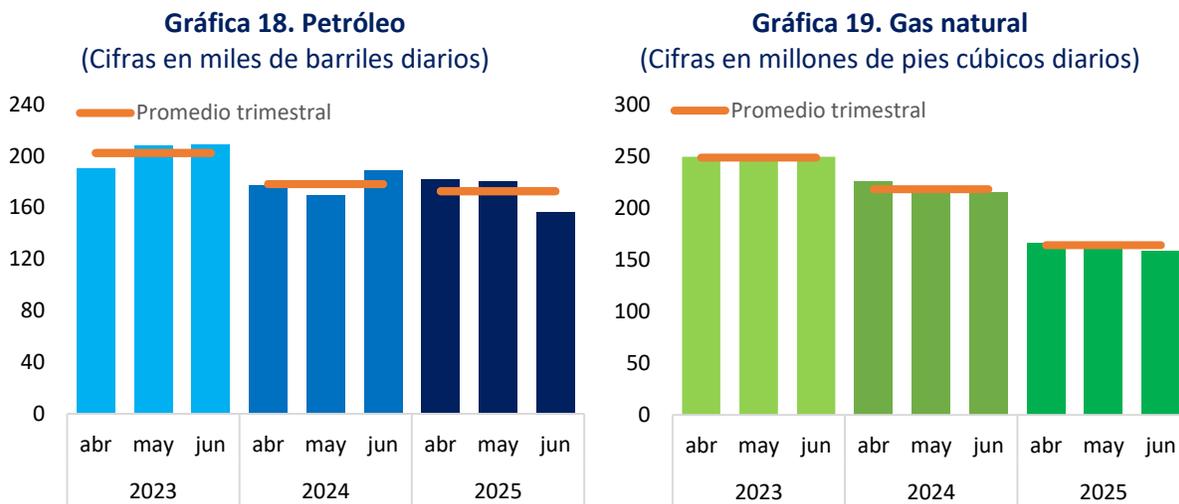
Tabla 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de junio

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
14%	78%	8%	0%	0%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el segundo trimestre del 2025, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre abril y junio la producción de petróleo de dichos contratistas promedió 173 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa una disminución de 3% contra el mismo trimestre de 2024. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 25% con un promedio de 164 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

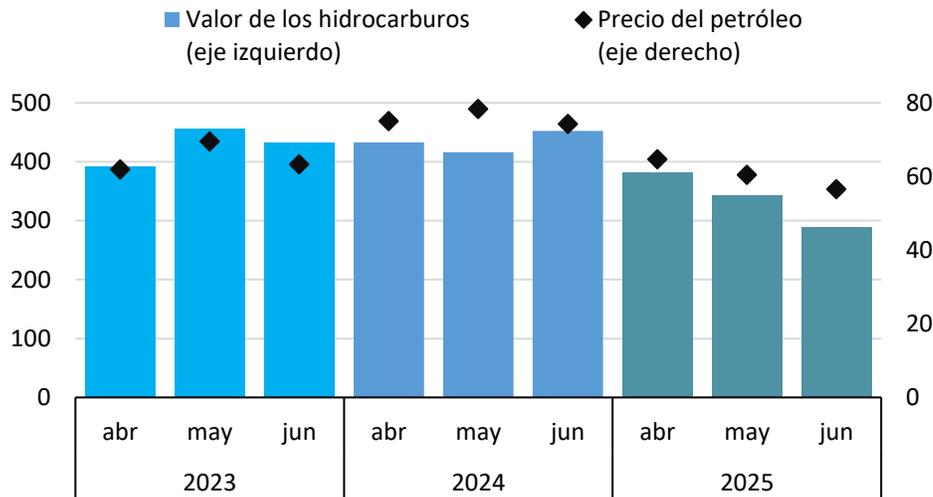
Producción de hidrocarburos¹ abril-junio



1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se calcularon las contraprestaciones.

El valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,013 millones de dólares, monto 22% menor que el observado el mismo trimestre del 2024.

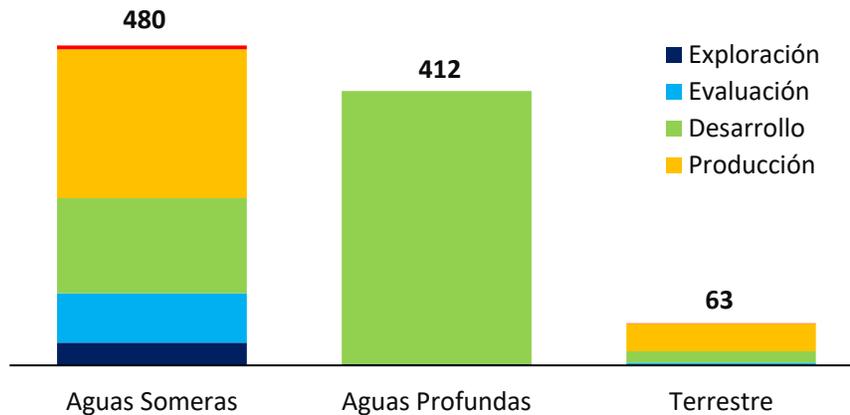
Gráfica 20. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ^{1 2}
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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

En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 955 millones de dólares, de las cuales 480 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 412 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

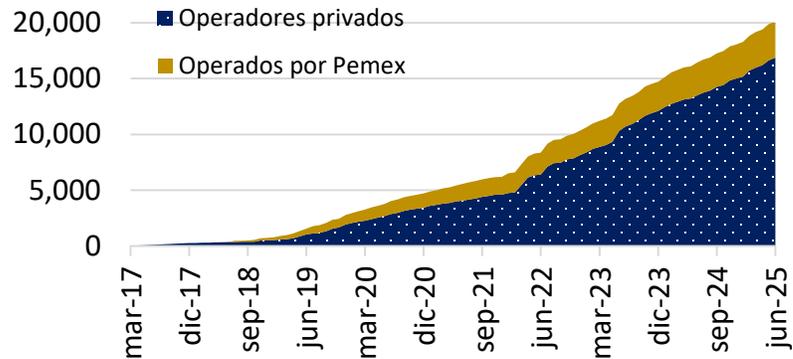
Gráfica 21. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
abril-junio
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al segundo trimestre de 2025 ascienden a 20,129 millones de dólares.

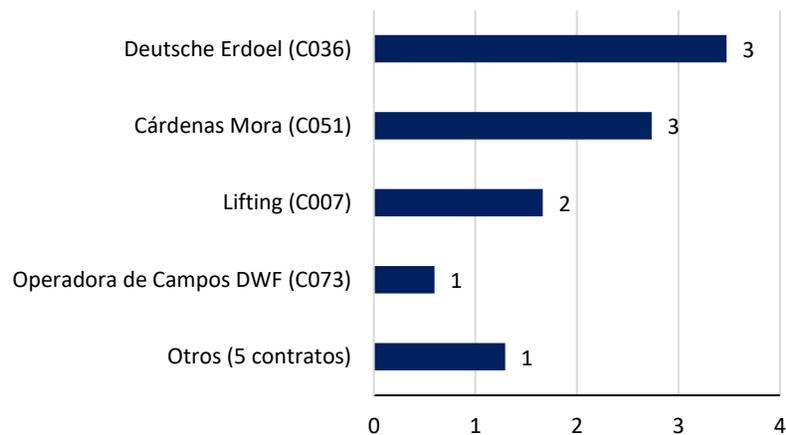
Gráfica 22. Inversión acumulada por tipo de operador
(Millones de dólares)



3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 22 de los 74 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 9 extrajeron petróleo, 21 gas natural y 19 condensados. La producción promedio fue de 10 mbd de petróleo y 54 mmpcd de gas natural.

Gráfica 23. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista ^{1 2 3}
abril-junio
(Cifras en miles de barriles diarios)

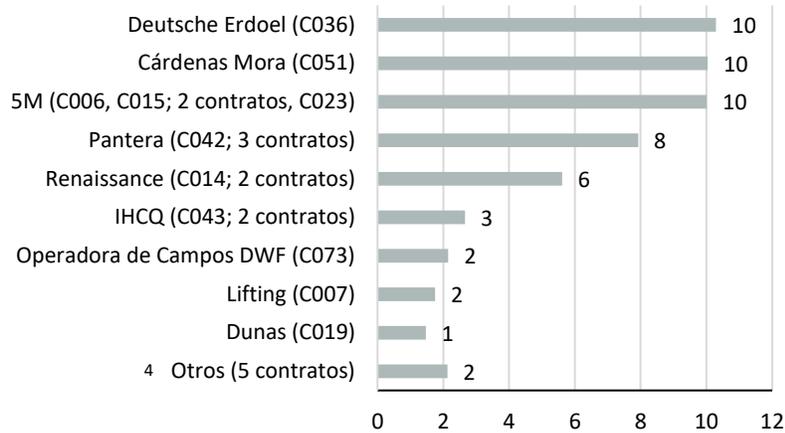


1. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

Gráfica 24. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista ^{1 2 3 4}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



- Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
- La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Otros corresponde a los contratistas: GS Oil and Gas (C022), Grupo Mareógrafo (C017 y C018), VC-01 (C052) y Vista (C045).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia el cual ascendió a 71 millones de dólares, de los cuales 23 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías¹⁰. El 80% de dicho monto corresponde a la regalía adicional, la cual es calculada como un porcentaje sobre el VCH conforme a la tasa ofrecida por los contratistas en las licitaciones¹¹.

Tabla 7. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1 2 3}
 abril-junio
 (Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
abr-25	25,529,322	1,724,495	6,564,431	8,288,926
may-25	22,787,057	1,442,106	5,790,387	7,232,493
jun-25	22,540,704	1,442,144	5,981,833	7,423,977
Total	70,857,084	4,608,744	18,336,651	22,945,395

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

¹⁰ Los contratistas y la 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.

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

Este trimestre, la regalía base reflejó las condiciones del mercado de petróleo, con lo que los menores precios observados detonaron 7 tasas progresivas para el crudo. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 7.68% para petróleo, 3.00% para el gas natural asociado, 0.02% para el gas no asociado y 5.00% para los condensados.

Tabla 8. Regalía Base¹
 abril-junio
 (Cifras en porcentaje 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%	8.09%	7.68%	4,219,289	91.55%
Gas natural asociado	NA	6.85%	3.00%	271,103	5.88%
Gas natural no asociado	0.00%	8.49%	0.02%	783	0.02%
Condensados	5.00%	6.70%	5.00%	117,570	2.55%
Total				4,608,744	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.

Tabla 9. Regalía Adicional¹
 abril-junio
 (Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{2/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	47,597,151	6,187,630	33.7%
Ronda 1.3	57%	17,911,902	10,194,795	55.6%
Ronda 2.2	27%	1,383,112	372,165	2.0%
Ronda 2.3	40%	3,964,918	1,582,061	8.6%
Total		70,857,084	18,336,651	100%

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

El Fondo emitió 18 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 46 certificados pertenecientes a contratistas que adeudan al Estado o que están a la espera de la confirmación, por parte de la SENER, respecto a los montos de las penas generadas por dichos adeudos.

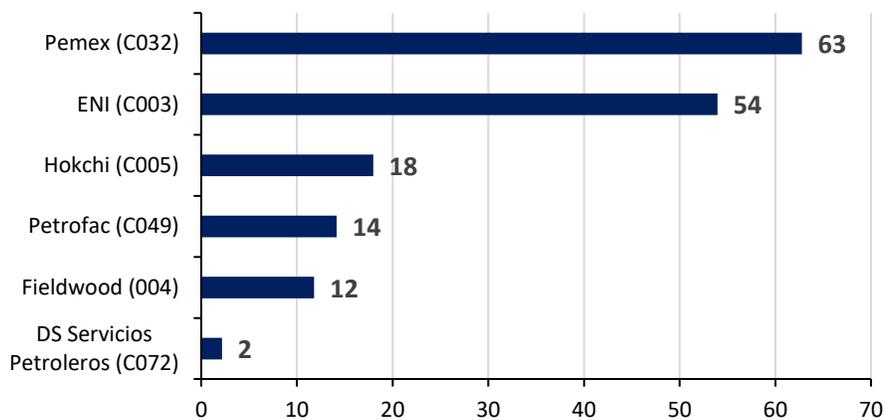
Este trimestre se implementaron diversos ajustes a contraprestaciones previamente calculadas, afectando un total de siete contratos. Estos ajustes fueron resultado de modificaciones instruidas por autoridades derivadas del ejercicio de sus facultades de verificación y actualización.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

Durante el trimestre, 7 de los 34 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo; 5 de ellos reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado; 1 reportó gas natural no asociado y condensados; el contrato restante extrajo únicamente petróleo.

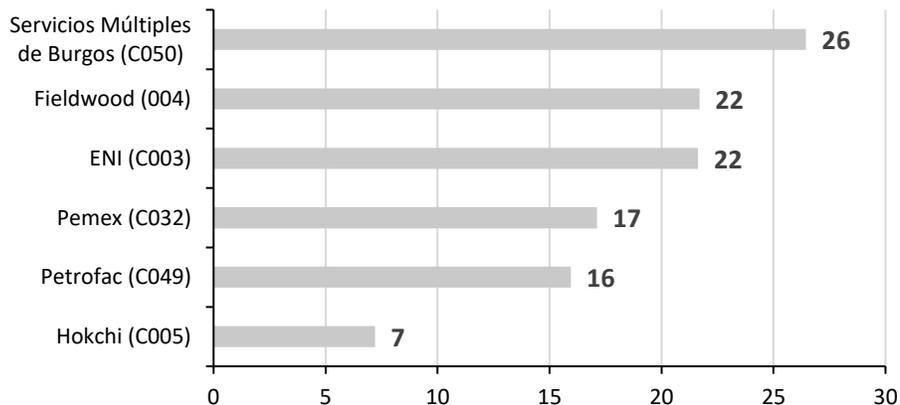
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 163 mbd de petróleo y 110 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) tuvo la mayor contribución a la producción de crudo aportando el 39% del total.

Gráfica 25. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2}
 abril-junio
 (Cifras en miles de barriles diarios)



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

Gráfica 26. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



1. Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
2. La información presentada para cada mes corresponde a lo causado en el mes inmediato anterior, conforme a los plazos establecidos en los contratos.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los contratos de producción compartida consideran dos contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la extracción de hidrocarburos, la regalía base y una participación sobre la utilidad operativa del proyecto, mismas que se pagan en especie¹². 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 942 millones de dólares.

Tabla 10. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida^{1 2}
 abril-junio
 (Cifras en dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
abr-25	356,112,948	344,398,555	10,978,370	736,024
may-25	320,280,762	309,262,615	10,321,154	696,993
jun-25	265,934,303	256,512,124	8,780,117	642,063
Total	942,328,014	910,173,294	30,079,640	2,075,080

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 17 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 11. Distribución final de la producción^{1 2}
 abril-junio

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (Miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	7,903	4,017	52
Pemex	1,722	1,881	13
Operadores privados	5,360	4,531	30
Total	14,985	10,428	95

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 59 periodos correspondientes a 3 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.

¹² Exceptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

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 421 millones de dólares de P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. (P.M.I.), provenientes de la comercialización de dichos hidrocarburos. De acuerdo con lo reportado por P.M.I., se cubrieron al comercializador 19 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

Tabla 12. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado¹
 abril-junio
 (Millones de dólares)

Comercializador	Ingresos por comercialización²	Comisiones cubiertas³ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁴	421.1	19.1

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Perenco (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (C004) y Hokchi (C005).
2. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 214.6 mil dólares.
3. Contraprestación por los servicios de comercialización de acuerdo con la información reportada por P.M.I. en el SIPAC.
4. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Adicionalmente, el Fondo, a nombre y por cuenta de la extinta CNH o la SENER, según corresponda, recibió y realizó el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,390.5 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por dichas autoridades¹³.

¹³ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 del contrato de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Durante el trimestre, los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la operación del fideicomiso ascendieron a 25,552,626 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 13. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	2o Trimestre
Recursos Humanos	13.2
Costos de Ocupación	2.3
Tecnologías de la Información	5.8
Otros Gastos de Operación	0.7
Subtotal	22.0
IVA	3.5
Total	25.5

^{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 7 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas relacionadas con la operación y funciones del fideicomiso. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

ii. Publicación de estadísticas

En cumplimiento de las obligaciones legales en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo realiza publicaciones mensuales de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO, las cuales se refieren principalmente a la producción por tipo de hidrocarburo, los ingresos por comercialización, las contraprestaciones del Estado y los contratistas, así como los montos de inversión reportados por las empresas. Al cierre del trimestre, el Fondo actualiza de manera mensual 4,725 series.

iii. Comunicación y difusión

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

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

En seguimiento a la auditoría 264 denominada “Participación Financiera de Pemex Exploración y Producción como Socio en los Contratos de Exploración y Extracción”, correspondiente al programa anual de auditorías para la fiscalización superior de la Cuenta Pública 2024, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación que ha realizado durante el periodo a la ASF.

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

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

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.

iii. Auditor Externo

En mayo, el auditor externo envió al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión, copia del Dictamen a los estados financieros 2024, así como copia del Informe sobre el ejercicio de gasto de operación 2024, del FMPED, en cumplimiento al último párrafo del artículo 22 de la Ley del FMPED.

iv. Fortalecimiento al Control Interno

En este trimestre, se siguió actualizando la normatividad y la documentación asociada a los riesgos y a la continuidad operativa del Fondo. Esto, con la finalidad de ajustar su contenido de acuerdo a lo establecido en la legislación relacionada con la reciente reforma en materia de hidrocarburos y empresas públicas estatales.

c. Talleres para contratistas

En junio, el Fondo organizó el segundo taller del 2025 el cual estuvo destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para cumplir con sus obligaciones contractuales asociadas al pago de contraprestaciones, registro de la información acerca de las actividades de exploración y producción, así como de las inversiones realizadas. En esta ocasión se contó con la asistencia de 90 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la Secretaría de Energía y el Servicio de Administración Tributaria.