



Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
julio-septiembre 2023**

Ciudad de México, 26 de octubre de 2023



**FMP**

Informe trimestral julio-septiembre 2023

## **INFORME TRIMESTRAL JULIO-SEPTIEMBRE 2023**

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

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

**Uso Público**

Información de acceso público.



## Contenido

---

<b>Contenido</b> .....	3
<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS</b> .....	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 (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo. ....	6
1.3 Registro del Fiduciario.....	9
<b>2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO</b> .....	10
2.1. Administración de la cartera de inversión .....	10
a. Condiciones económicas .....	10
b. Desempeño de la cartera de inversión .....	14
2.2 Administración de riesgos.....	16
a. Cumplimiento de límites de riesgo .....	16
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión .....	18
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS</b> ...	19
3.1 Contratos de licencia con producción .....	21
3.2 Contratos de producción compartida con producción .....	24
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO .....	27
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....	27
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....	27
<b>4.3. Otras actividades relevantes</b> .....	27
a. Transparencia y acceso a la información pública.....	27
i. Atención a solicitudes de acceso a la información.....	27
ii. Publicación de estadísticas .....	28
iii. Comunicación y difusión .....	28
b. Fiscalización y Control Interno .....	28
c. Talleres para contratistas .....	29
<b>Anexo. Estados financieros</b> .....	30



## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 384 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 de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida, mismos que durante el trimestre ascendieron a 68,287 millones de pesos<sup>1</sup>.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 78.1% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 21.2% y los de exploración el 0.6%.

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

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

	julio-septiembre 2022	julio-septiembre 2023	Δ% (2023 vs. 2022)
Derecho por la Utilidad Compartida	116,026	53,353	-54%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	53,266	14,492	-73%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	410	442	8%
<b>Total</b>	<b>169,702</b>	<b>68,287</b>	<b>-60%</b>

En el tercer trimestre, destaca la caída en los ingresos por derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos respecto del mismo periodo del año anterior, lo cual se explica principalmente por el diferimiento de los derechos correspondientes a los meses de julio y agosto, conforme a la sexta y séptima Resolución de Miscelánea Fiscal<sup>2</sup> de 2023. Los ingresos también se vieron afectados por menores precios del petróleo en comparación al año anterior, ya que el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) fue de 79 dólares por barril en el tercer trimestre de 2023, mientras que en el mismo periodo del año previo el promedio se ubicó alrededor de los 87 dólares por barril.

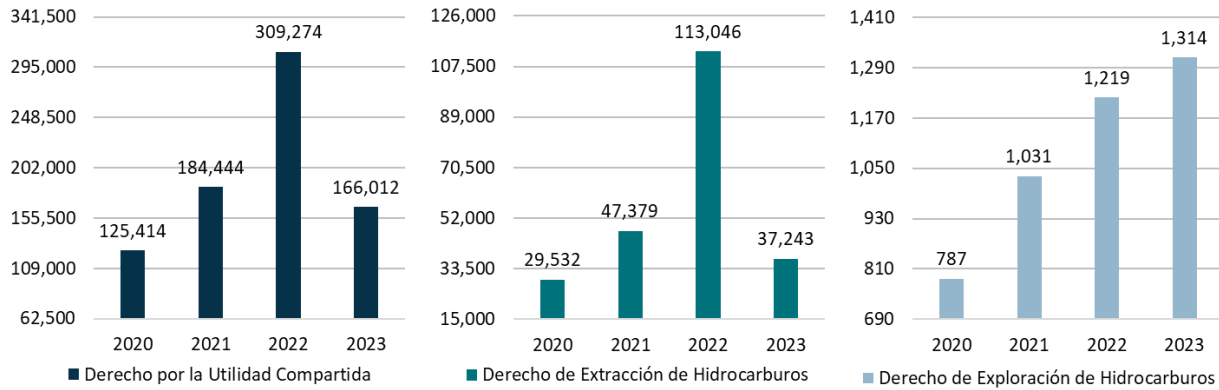
A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a septiembre de los ejercicios 2020 a 2023 (Gráfica 1):

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

<sup>2</sup>Sexta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2023. Cuarta versión anticipada y la Séptima Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2023. Primera versión anticipada, publicadas los días 25 y 28 de septiembre de 2023 respectivamente, en la página de Internet del Servicio de Administración Tributaria (SAT).



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



**b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (en lo sucesivo “Contratos”)**

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado<sup>3</sup>: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **d)** Penas convencionales y **e)** Por comercialización de hidrocarburos<sup>4</sup> de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

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

	Pesos	Dólares <sup>2/</sup>
<b>Cuota exploratoria</b>	731	
<b>Regalía Adicional</b>		20
<b>Regalía Base</b>		7
<b>Penas convencionales</b>		36
<b>Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular</b> <sup>3/</sup>		550
<b>Total</b>	<b>731</b>	<b>613</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 (DOF)). Los montos pueden no coincidir por redondeo.

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

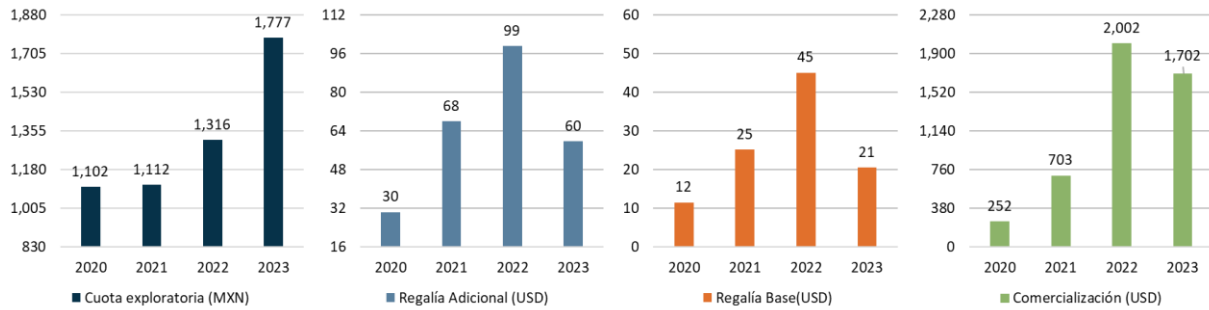
<sup>3/</sup> Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 353,848 dólares.

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

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

A continuación, se muestra la evolución de los recursos recibidos de parte de los contratistas durante los ejercicios de 2020 a 2023:

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



En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, durante el periodo de enero a septiembre del 2023 la cuota exploratoria fue mayor a lo reportado en el mismo periodo de años previos. En contraste, los demás rubros presentaron una disminución respecto a lo recibido en el mismo periodo del año anterior, en línea con los menores niveles de precios del crudo observados con respecto a 2022.

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

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los recibidos por la comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado. Las transferencias se realizaron verificando que se cumpliera con el orden de prelación legal, así como con las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)<sup>5</sup>, conforme a lo siguiente:

<sup>5</sup> Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 16, fracción II, de la Ley del Fondo, así como las cláusulas Sexta, fracción III y Décima, fracción II, del Contrato Constitutivo del Fideicomiso.



**Tabla 3. Transferencias ordinarias <sup>1/</sup>**  
julio-septiembre  
(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>	954
<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>	7
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	78,562
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	56
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	78,506
<b>Total</b>	<b>79,523</b>

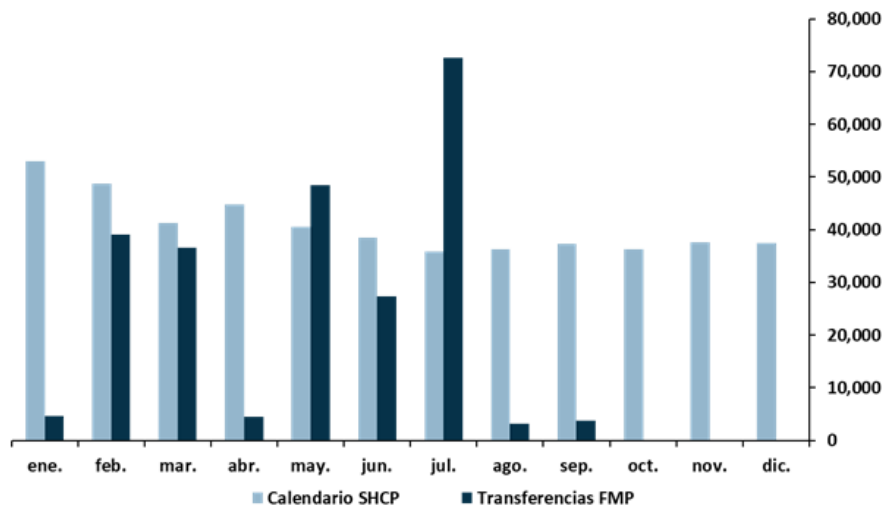
<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

<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 tercer trimestre ascendieron a 79,523 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 240,184 millones de pesos, equivalentes al 0.8% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2023. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2023 estimó para este ejercicio fiscal, transferencias por 487,742.6 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.6% del PIB.

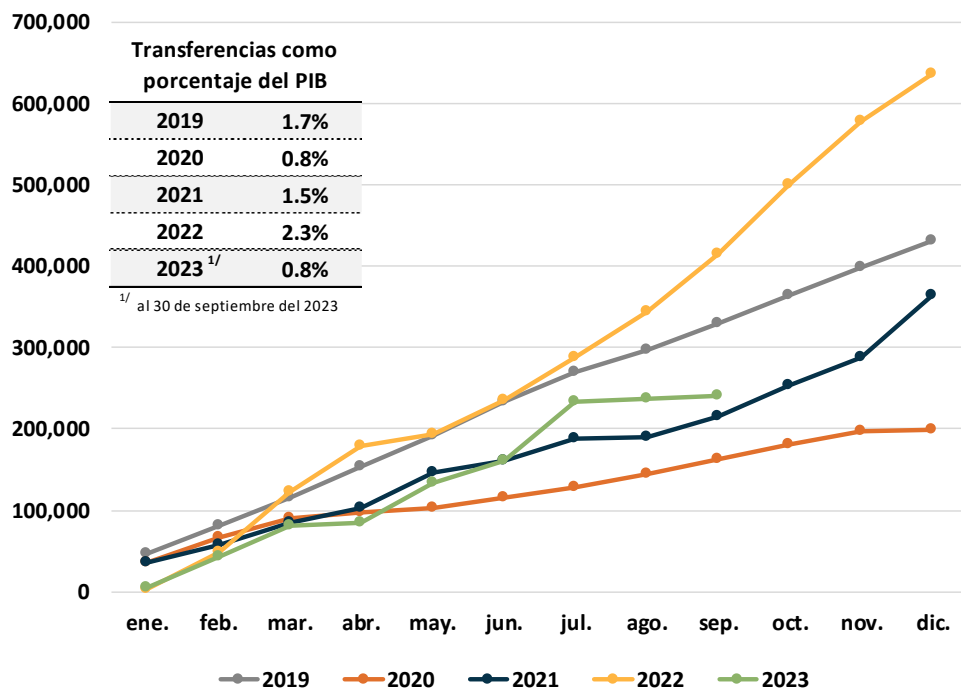
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

**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 2019 a 2023 (Gráfica 4):

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



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





### 1.3 Registro del Fiduciario

Durante el tercer trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la cancelación de un contrato y la inscripción de un convenio modificatorio a un contrato, para lo cual remitió la documentación requerida para su baja y registro, respectivamente. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para la baja e inscripción y procedió a emitir las respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 34 títulos de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex una constancia de inscripción.

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

**Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de septiembre de 2023**

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 septiembre de 2023<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	272
Asignación de exploración y extracción	96
Asignación de resguardo	44
<b>Total</b>	<b>412</b>

<sup>1/</sup> Fuente: Fondo con datos de SENER a septiembre de 2023.

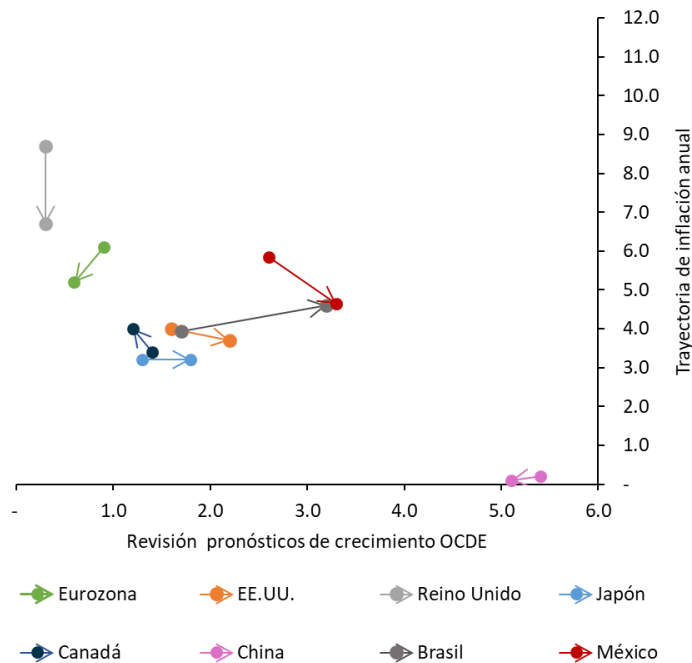
## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

Los mercados financieros internacionales presentaron movimientos consistentes con un sentimiento de aversión al riesgo durante el tercer trimestre. En el periodo, los bancos centrales mantuvieron una retórica enfocada en mantener las tasas de referencia elevadas por un tiempo prolongado, al tiempo que algunos señalaron el fin de sus ciclos de alzas de tasas. En la siguiente gráfica se observa el efecto de la restricción monetaria en el ritmo de crecimiento, así como en los niveles de precios de las principales economías.

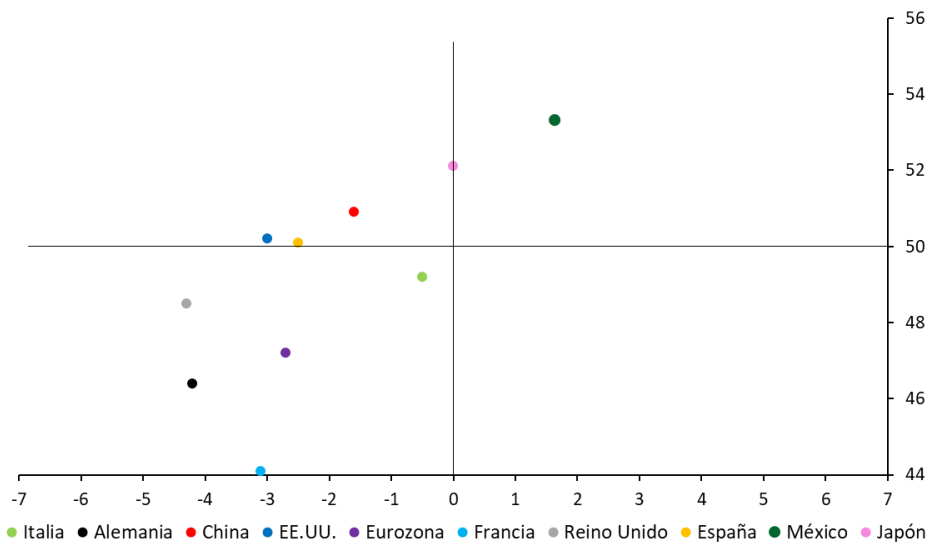
**Gráfica 5. Inflación y crecimiento económico pronosticado por parte de la OCDE para 2023**  
(Porcentaje, cambio porcentual año a año)



Fuente: Bloomberg

En el contexto económico, los indicadores adelantados, conocidos como PMI's, presentaron un comportamiento diferenciado por región. Así, en los países europeos la mayoría de los índices presentaron decrementos y se mantuvieron en terreno de contracción. En particular, Alemania registró un PMI por debajo del nivel de expansión para septiembre de este año, alertando a los inversionistas sobre la debilidad en el crecimiento en Europa Occidental. Por otro lado, en los países asiáticos se observaron políticas mucho más acomodaticias, con Japón buscando alcanzar un nivel objetivo de inflación sostenible con crecimiento salarial, al tiempo que China busca estimular su economía y dar confianza a los inversionistas. Los PMI's de estos países han tenido un mejor desempeño que los de la Eurozona y EE.UU. (Gráfica 6).

**Gráfica 6. Indicadores adelantados PMI's compuestos para países seleccionados**  
(Unidades)

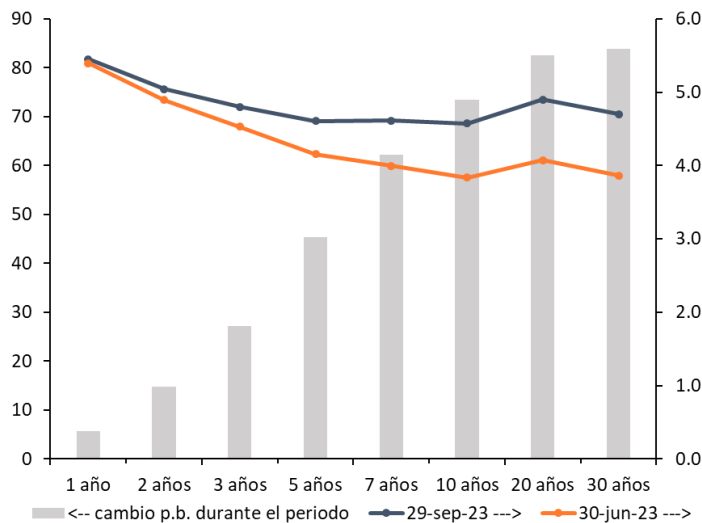


Fuente: Bloomberg.

PMI's compuestos: Purchasing Manager Index, PMI por sus siglas en inglés es un índice de difusión que describe las tendencias en los sectores manufacturero y de servicios, usado por los inversionistas como un indicador adelantado de la economía. Ambos indicadores se construyen por medio de una encuesta realizada a más de 400 empresas y 19 industrias primarias, con cinco áreas de interés principales: nuevos pedidos, inventario, producción, entregas de proveedores y empleos; donde un indicador por arriba de 50 unidades se refiere a una expansión en el sector y por debajo de este umbral describe una contracción.

En Estados Unidos (EE.UU.), la actividad económica ha permanecido resiliente, lo cual se reflejó en los PMI's, que tuvieron mejor desempeño que los de países europeos y en el crecimiento del PIB, que presentó una aceleración, pasando de 2.0% en el primer trimestre a 2.1% cifras anualizadas para el segundo trimestre. Esto resultó en aumentos de 73 puntos base (pb) en la tasa de referencia de la nota del Tesoro de diez años y de 15 pb en el nodo de 2 años, respondiendo a la retórica de la Reserva Federal (Gráfica 7).

**Gráfica 7. Curva de notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Puntos base, porcentaje)

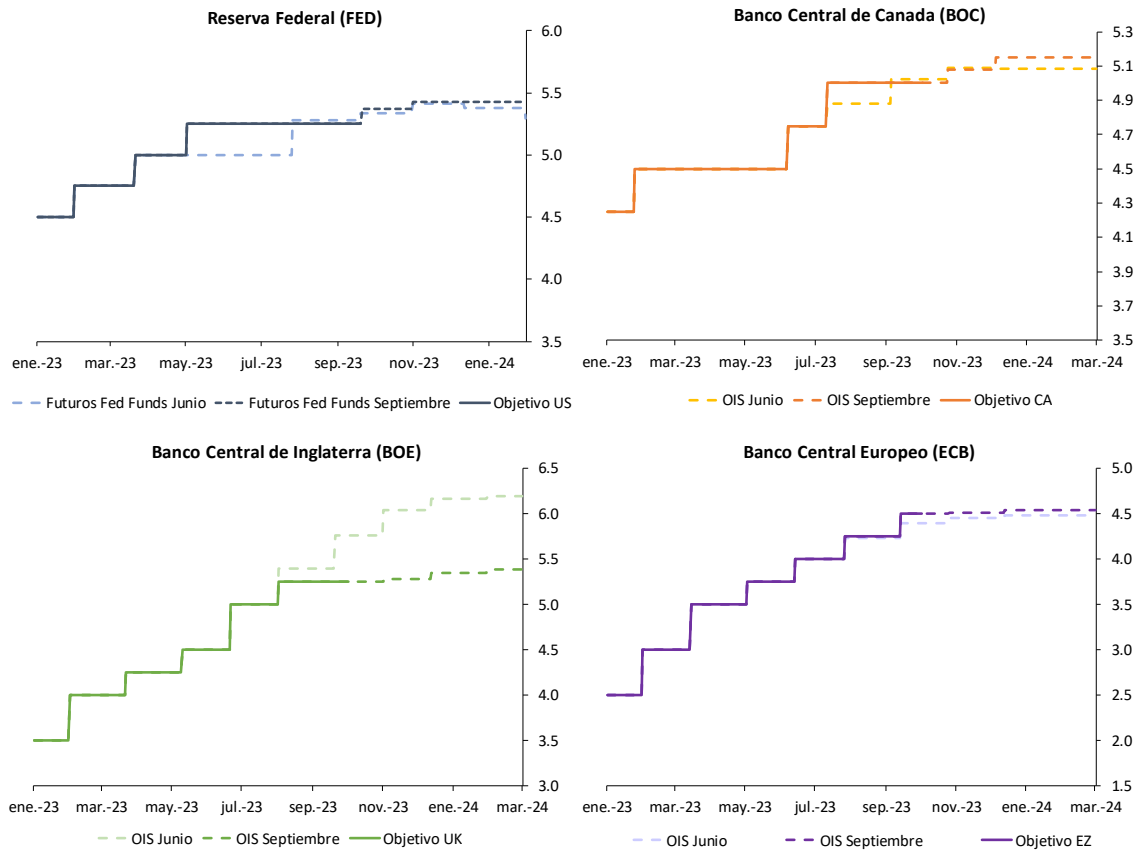


Fuente: Bloomberg

En el detalle, en su última reunión de política monetaria la Reserva Federal mantuvo la tasa de fondos federales en un rango de entre 5.25% y 5.50%, señalando un incremento más a la tasa de fondos federales para este año y menores recortes el 2024. Esto se reflejó en la actualización de las proyecciones macroeconómicas de los participantes del Comité Federal de Mercado Abierto.

En el mismo sentido, el Banco Central Europeo dio por terminado su ciclo de alzas después de que el 14 de septiembre incrementaran la tasa de referencia en 15 pb, con diversos miembros de la Junta comentando que el nivel actual de la tasa probablemente será el indicado para retornar a la inflación a su objetivo, siempre y cuando la tasa permanezca en dicho nivel por un tiempo prolongado. En el Banco de Inglaterra, la retórica fue mucho más acomodaticia después de que la inflación de agosto presentara una sorpresiva y pronunciada caída, por lo que después de 14 incrementos consecutivos el banco central decidió pausar el alza de sus tasas. Finalmente, en Canadá permanece la incertidumbre sobre la próxima decisión del banco central después de que este pausara sus alzas en septiembre, dado que, por un lado ha habido incrementos en las medidas de inflación, pero por el otro el PIB de agosto se estancó. (Gráfica 8)

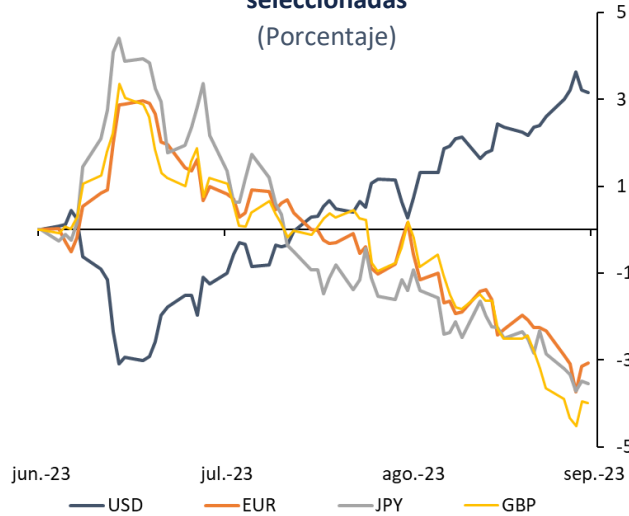
**Gráfica 8. Tasas implícitas por OIS o futuros de fondos federales vs tasas observadas**  
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

El dólar se fortaleció de manera importante frente al resto de las divisas de países desarrollados debido a la diferencia en posturas monetarias entre Estados Unidos y la del resto del mundo, en un contexto en el que la Reserva Federal señaló que su tasa terminal será aún más alta de lo que se esperaba, con lo cual se mantiene el diferencial de tasas por arriba de sus pares en la Eurozona, Reino Unido, Canadá y Japón, por mencionar algunos. (Gráfica 9)

**Gráfica 9. Rendimiento acumulado para divisas seleccionadas (Porcentaje)**

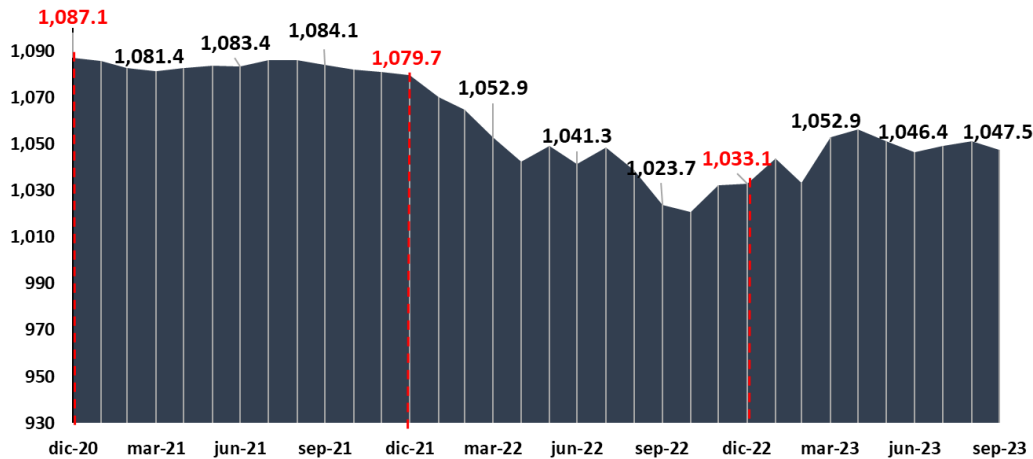


Fuente: Bloomberg

**b. Desempeño de la cartera de inversión**

La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 0.1%, once pb por debajo de aquel de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,047.5 millones de dólares. Cabe mencionar que el rendimiento registrado en la cartera de inversión se alinea con el de la cartera parámetro<sup>7</sup>, el cual se ha visto afectado por el incremento en las tasas de interés de los últimos meses en la notas del Tesoro americano.

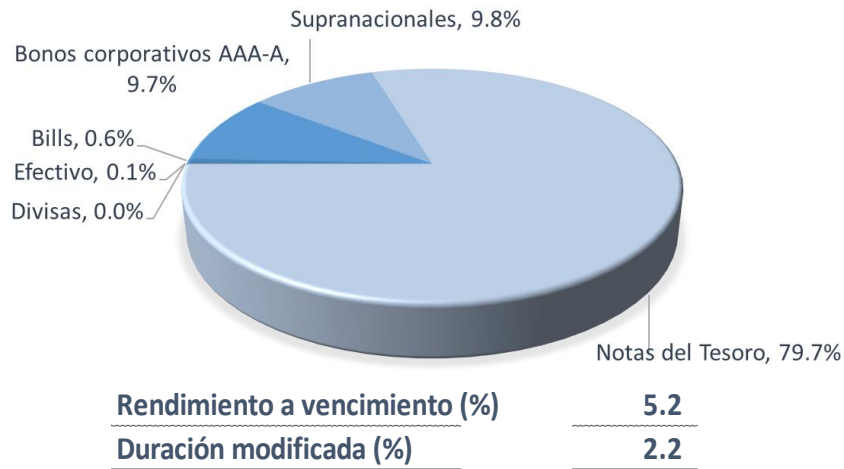
**Gráfica 10. Valor de la reserva del Fondo (Millones de dólares)**



<sup>7</sup> La cartera parámetro fue aprobada por el Comité Técnico en la sesión de julio de 2018.

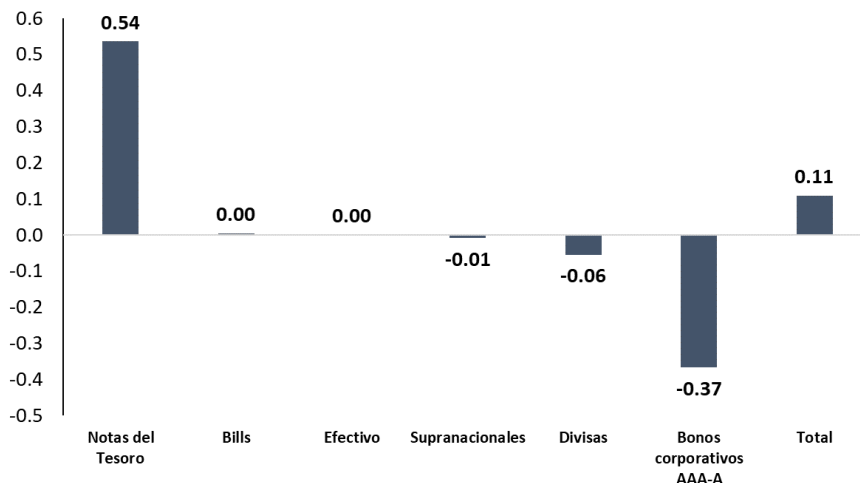
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos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

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



El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño positivo de las notas del Tesoro estadounidense, sector que sumó 54 pb al rendimiento total. Por otra parte, las divisas y los bonos corporativos tuvieron un desempeño negativo. La cartera de inversión mantuvo exposición en divisas mediante posiciones largas en euro y yen durante el trimestre, las cuales restaron 6 pb al rendimiento total. El sector corporativo fue impactado por el aumento de las tasas de largo plazo, especialmente a través del precio del ETF (*Exchange Traded Fund* por sus siglas en inglés) de bonos corporativos que forma parte de la cartera de inversión, lo cual registró un desempeño de -37 pb en el periodo. (Gráfica 12).

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





La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras. Se puede observar que el efecto<sup>8</sup> por divisas fue el que más contribuyó de manera negativa con 6 pb como se mencionó anteriormente. Además se observa un efecto negativo de asignación de activos como resultado de las posiciones tomadas en el sector de las notas a rendimiento y que se dejó de invertir en el sector de notas a descuento. Por otra parte, el efecto de selección de instrumentos quitó 5 pb, particularmente, en el sector de las notas a rendimiento.

**Tabla 6. Diferencia en rendimientos: Cartera vs Cartera Parámetro**

(Puntos base)

	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución <sup>8</sup>
<b>TOTAL</b>	-2	-5	1	-6	-11
Notas a descuento y Efectivo	-9	0	0	0	-9
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	6	-5	1	0	2
Supranacionales	1	0	0	0	1
Divisas	0	0	0	-6	-5

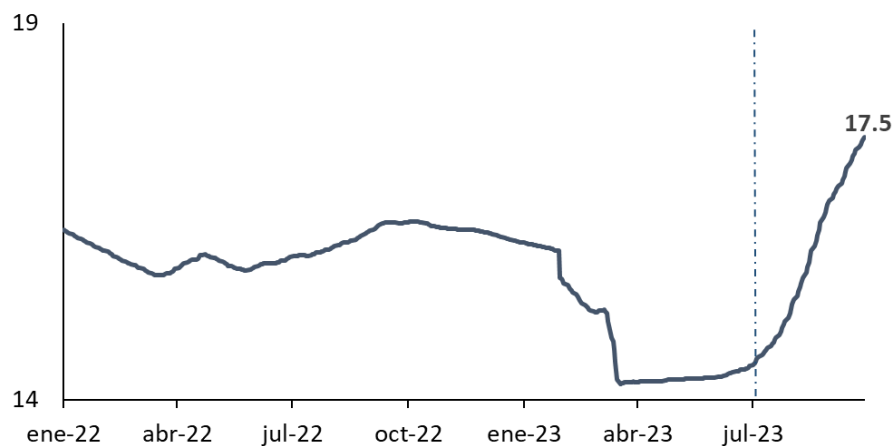
## 2.2 Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*<sup>9</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 17.5 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

**Gráfica 13. Tracking Error de la cartera de inversión**

(Puntos base)



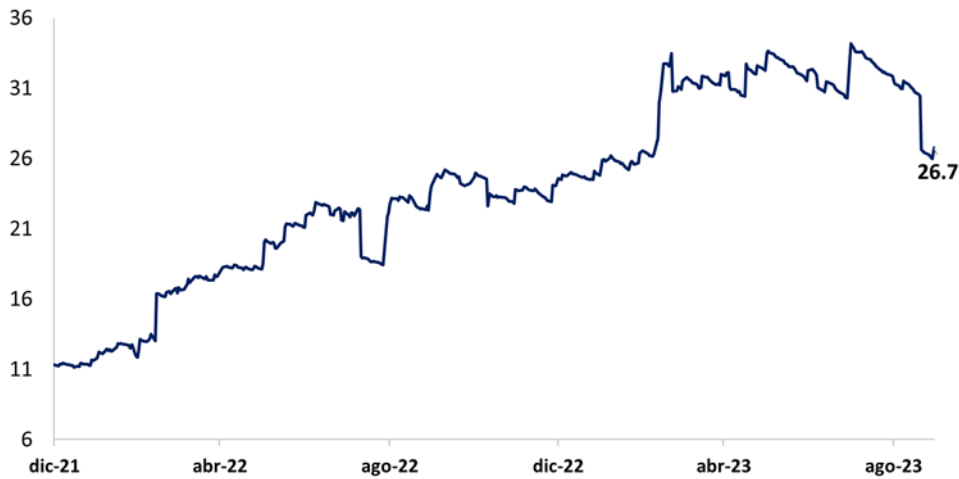
<sup>8</sup> Los efectos de atribución por efecto son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

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

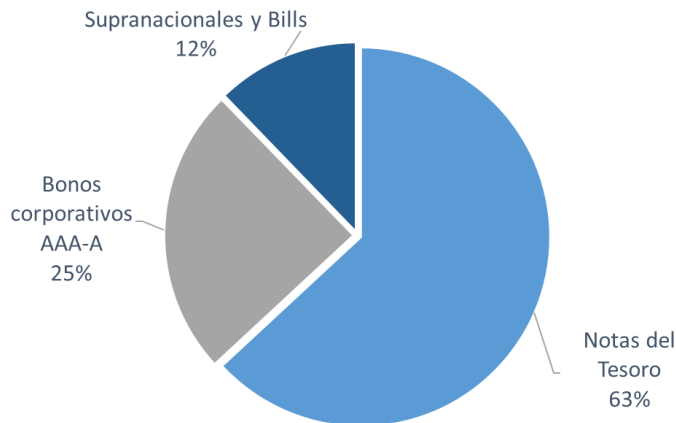


Por otra parte, el Valor de Riesgo<sup>10</sup> (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 26.7 pb (Gráfica 14) contra 32.3 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 2.8 millones de dólares en un día. Las notas del Tesoro de EE.UU. fueron los activos con la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 63%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 25%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 12% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 15). Se puede observar un decremento marginal del VaR durante el tercer trimestre del año en curso reflejando un sentimiento todavía mixto sobre los mercados ante las decisiones de política monetaria.

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



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



<sup>10</sup> El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

**b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión**

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

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

<b>AAA</b>	<b>AA</b>	<b>A</b>	<b>BBB y menos</b>	<b>Efectivo</b>
10%	82%	7%	0%	1%

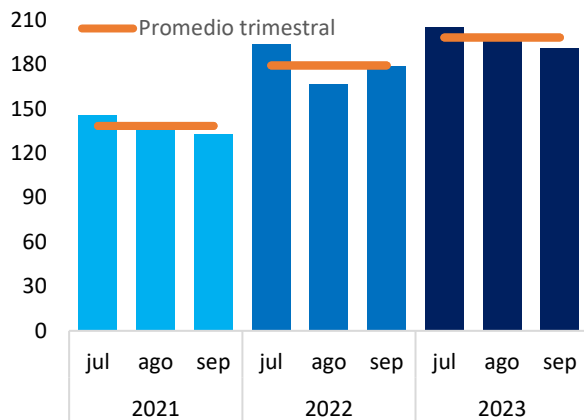
### 3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el tercer trimestre del 2023, el Fondo administró los aspectos financieros de 109 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. Cabe señalar que el 24 de julio se actualizó el registro fiduciario del Fondo con motivo de la suscripción de un finiquito de terminación anticipada<sup>11</sup>, por lo que al finalizar el trimestre el número de contratos vigentes asciende a 108.

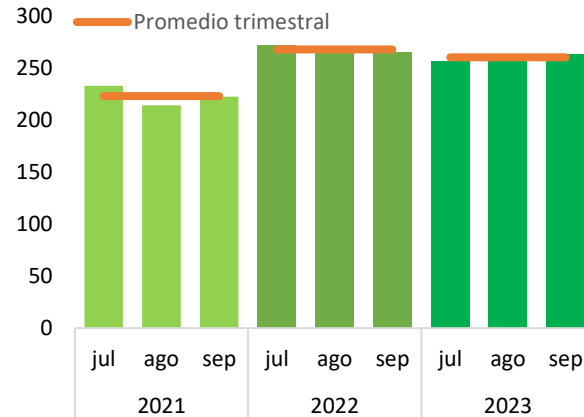
Entre julio y septiembre la producción de petróleo promedió 198 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa un incremento de 11% contra el mismo trimestre de 2022. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 3% con un promedio de 260 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

#### Producción de hidrocarburos<sup>1</sup> julio-septiembre

**Gráfica 16. Petróleo**  
(Cifras en miles de barriles diarios)



**Gráfica 17. Gas natural**  
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)

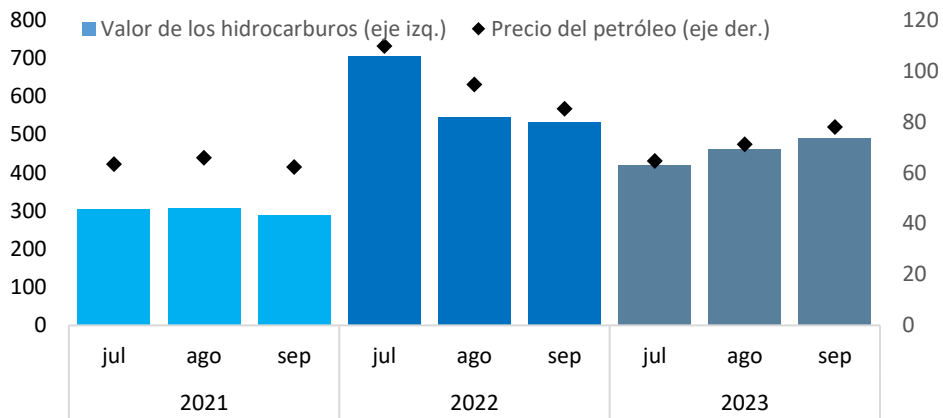


1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se calcularon las contraprestaciones.

El valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,373 millones de dólares, monto 23% menor respecto del mismo trimestre del 2022, lo que se explica por niveles más bajos en los precios de los hidrocarburos, principalmente en el petróleo, cuyo precio promedio disminuyó 26% en el mismo periodo.

<sup>11</sup> El 16 de junio de 2023 la CNH y el consorcio conformado por Hokchi Energy S.A. de C.V., Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V., y Xaxamani Energy, S. de R.L. de R.L. de C.V. firmaron el finiquito del contrato identificado con los números CNH-R01-L01-A2/2015 y RF-C001-2015-C001. Esto derivó de la conclusión de los procedimientos para la terminación anticipada de dicho contrato.

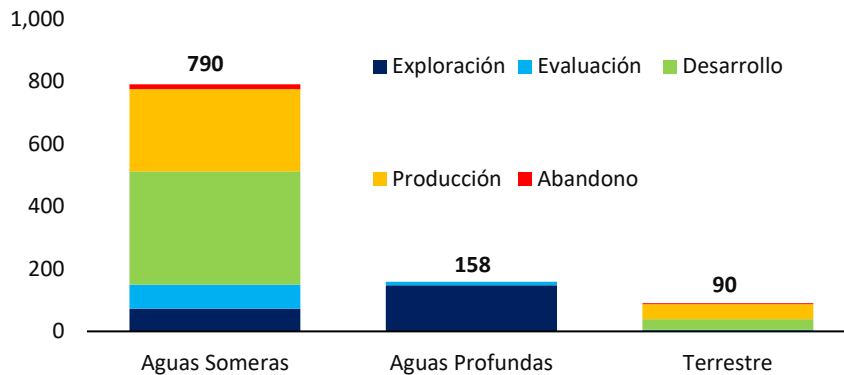
**Gráfica 18. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>1 2</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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.

Este trimestre, los contratistas registraron inversiones por 1,039 millones de dólares, de las cuales 790 mdd corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 158 mdd y el resto en áreas terrestres.

**Gráfica 19. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad <sup>1</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en millones de dólares)



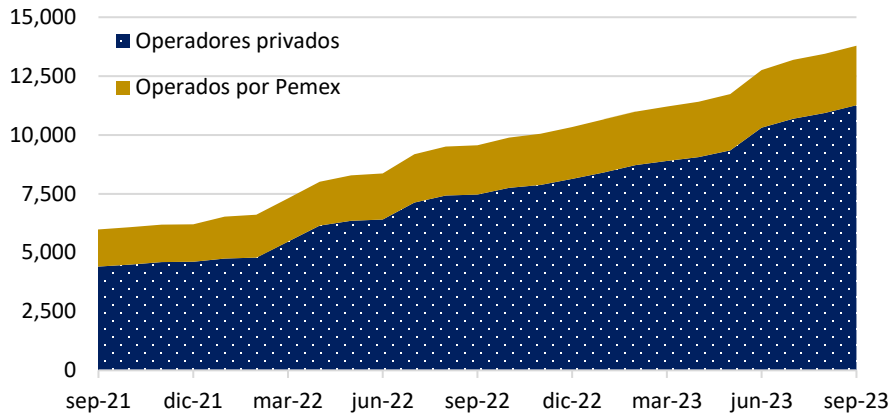
1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, el Fondo realizó las gestiones necesarias para el registro de información histórica. En particular, se habilitaron 77 ventanas para que las empresas actualizaran los reportes de inversiones correspondientes.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde el inicio de la vida de los contratos y hasta septiembre de 2023 ascienden a 13,789 millones de dólares.



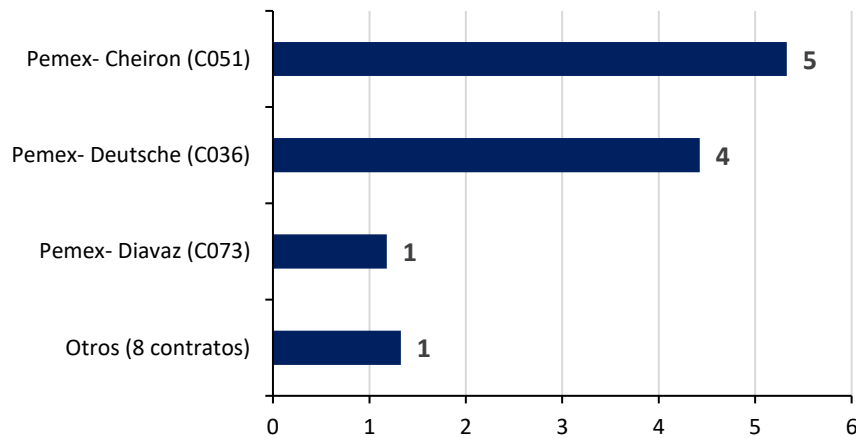
**Gráfica 20. Inversión acumulada por tipo de contratista**  
(Millones de dólares)



### 3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 27 de los 74 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 11 extrajeron petróleo, 24 gas natural y 22 condensados. La producción promedio fue de 12 mbd de petróleo y 70 mmpcd de gas natural.

**Gráfica 21. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista**<sup>1 2 3</sup>  
julio-septiembre  
(Cifras en miles de barriles diarios)



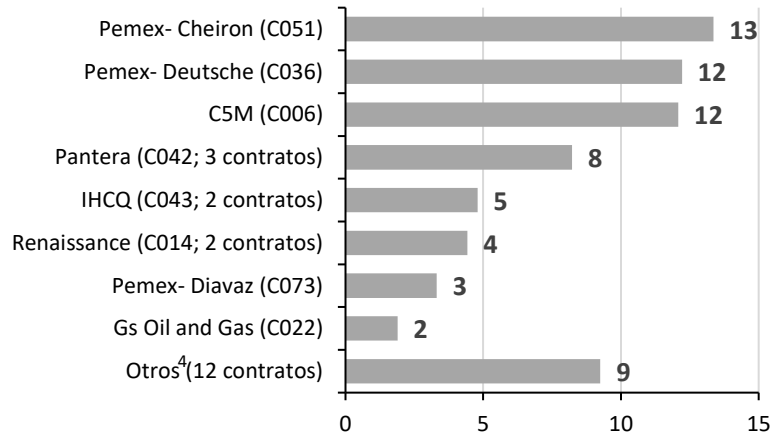
1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014) para dos contratos, Óleum (C021), Jaguar (C045) para tres contratos y Bloque VC 01 (C052).



**Gráfica 22. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista<sup>1 2 3 4</sup>**  
julio-septiembre  
(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. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
4. Otros corresponde a los contratistas: Perseus (C012), Diavaz (C013), Strata (C015 y C023) para tres contratos, Grupo Mareógrafo (C017), Calibrador (C018), Dunas (C019), Newpek (C044), Jaguar (C045) dos contratos y Bloque VC 01 (C052).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 99 millones de dólares, de los cuales 25 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías<sup>12</sup>. El 72% de dicho monto corresponde a la regalía adicional, la cual es calculada como un porcentaje sobre el VCH conforme a la tasa ofrecida por los contratistas en las licitaciones<sup>13</sup>.

**Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías<sup>1 2 3</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
<b>jul-23</b>	33,110,168	2,257,169	6,175,147	8,432,316
<b>ago-23</b>	29,786,443	2,011,610	5,837,804	7,849,414
<b>sep-23</b>	36,430,124	2,794,984	6,392,478	9,187,462
<b>Total</b>	<b>99,326,735</b>	<b>7,063,763</b>	<b>18,405,430</b>	<b>25,469,192</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizadas durante julio, agosto y septiembre.
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.

<sup>12</sup> Los contratistas y la CNH 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 CNH prevalece para realizar el cálculo.

<sup>13</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%.



En el trimestre, la regalía base capturó las condiciones favorables del mercado de hidrocarburos. A partir de los precios observados, este periodo se detonaron 24 tasas progresivas, de las cuales 19 corresponden a petróleo, 4 a gas natural y 1 a condensados. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 8.28% para petróleo, 3.00% para el gas natural asociado, 0.01% para el gas no asociado y 5% para los condensados.

**Tabla 9. Regalía Base**  
julio-septiembre  
(Cifras en porcentaje y dólares)

Hidrocarburo	Tasa mínima <sup>1</sup>	Tasa máxima <sup>1</sup>	Tasa promedio <sup>2</sup>	Regalía base <sup>3</sup>	Porcentaje del total
<b>Petróleo</b>	7.50%	9.30%	8.28%	6,587,993	93.26%
<b>Gas natural asociado</b>	NA	7.47%	3.00%	298,211	4.22%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.00%	5.91%	0.01%	506	0.01%
<b>Condensados</b>	5.00%	5.98%	5.00%	177,053	2.51%
<b>Total</b>				<b>7,063,763</b>	<b>100%</b>

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH, la tasa mínima se refiere al porcentaje de regalía base que corresponde para precios por debajo de los umbrales An, Dn y Gn del mencionado artículo.

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

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**Tabla 10. Regalía Adicional<sup>1</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>2</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	81,973,050	10,656,496	57.9%
<b>Ronda 1.3</b>	54%	8,351,551	4,503,942	24.5%
<b>Ronda 2.2</b>	24%	1,460,052	355,155	1.9%
<b>Ronda 2.3</b>	38%	7,542,083	2,889,835	15.7%
<b>Total</b>		<b>99,326,735</b>	<b>18,405,430</b>	<b>100%</b>

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

2. Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

El Fondo emitió 7 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para los contratistas al corriente de sus obligaciones contractuales. Se retuvieron 68 certificados que corresponden a contratistas con adeudos al Estado o con pagos pendientes de confirmación por parte de la CNH acerca de los montos de penas convencionales generadas.

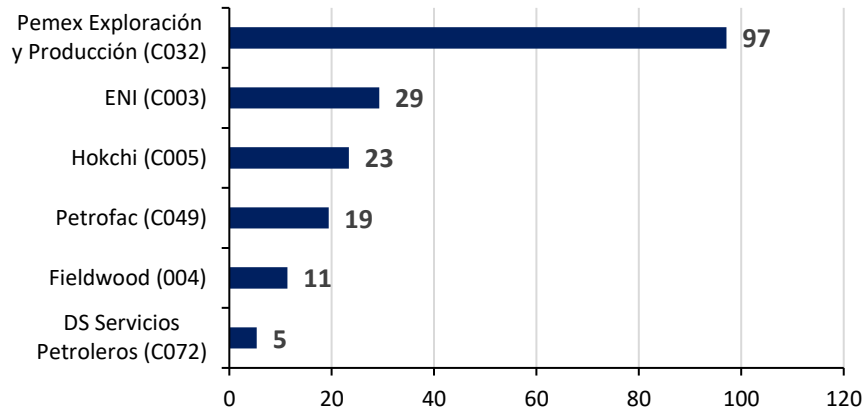
Este trimestre se implementaron 3 procesos de ajustes que afectaron las contraprestaciones calculadas con anterioridad por el Fondo para 11 contratos. Dichos procesos fueron resultado de la actualización de forma extemporánea, por parte de la CNH, de la extensión del área sujeta al pago de la cuota exploratoria. En total se modificaron las cuotas de 191 periodos y se generó un saldo a favor de los contratistas de 29 millones de pesos.

### 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 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó gas natural no asociado y el contrato restante extrajo únicamente petróleo.

Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 186 mbd de petróleo y 191 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue la principal fuente de crudo aportando el 52% del total.

**Gráfica 23. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista<sup>1 2</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en miles de barriles diarios)



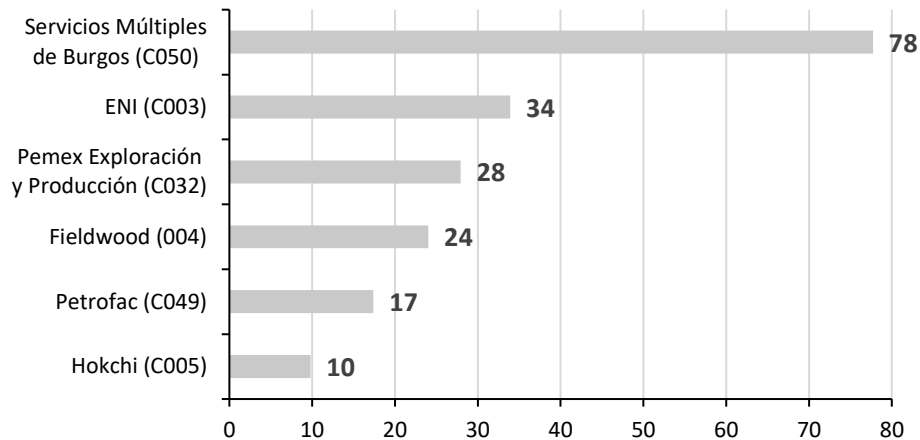
1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.





**Gráfica 24. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista<sup>1 2 3</sup>**  
julio-septiembre  
(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. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los contratos de producción compartida consideran dos contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos a favor del Estado, la regalía base y una participación sobre la utilidad operativa del proyecto. Asimismo, consideran dos contraprestaciones a favor de los contratistas, la recuperación de costos y la participación de los contratistas sobre la utilidad operativa.

A diferencia de los contratos de licencia, todas las contraprestaciones asociadas a la extracción de los contratos de producción compartida se pagan en especie, con excepción de los hidrocarburos extraídos durante pruebas de algunos contratos.

Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes se requiere calcular el VCH, el cual en el trimestre ascendió a 1,274 millones de dólares.

**Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida<sup>1 2</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>jul-23</b>	387,670,418	372,046,311	14,948,900	675,207
<b>ago-23</b>	433,027,227	414,551,274	17,693,438	782,515
<b>sep-23</b>	453,410,396	432,090,544	20,328,668	991,183
<b>Total</b>	<b>1,274,108,041</b>	<b>1,218,688,130</b>	<b>52,971,006</b>	<b>2,448,905</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 21 certificados que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones. Conforme a los cálculos del 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 2</sup>  
julio-septiembre

<b>Contraprestaciones a favor de:</b>	<b>Petróleo</b> (miles de barriles)	<b>Gas Natural</b> (Miles de millones de BTU)	<b>Condensados</b> (miles de barriles)
<b>Estado</b>	9,552	5,957	61
<b>Pemex</b>	3,177	4,440	36
<b>Operadores privados</b>	4,371	7,687	56
<b>Total</b>	<b>17,100</b>	<b>18,084</b>	<b>153</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 479 periodos correspondientes a 12 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado de modificaciones a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por parte de la SHCP o la CNH, en el ámbito de sus facultades, así como por la incorporación de nueva información de costos asociados a presupuestos 2021 y 2023.

De conformidad con lo estipulado en los contratos de producción compartida, los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la Nación para su venta. En ese sentido, el Fondo recibió 549.9 millones de dólares por parte de P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. (P.M.I.) derivados de la comercialización de los hidrocarburos del Estado. De acuerdo con lo reportado por P.M.I., se cubrieron al comercializador 26.4 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios de comercialización.

**Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado**<sup>1</sup>

julio-septiembre (Millones de dólares)		
<b>Comercializador</b>	<b>Ingresos por comercialización</b> <sup>2</sup>	<b>Comisiones cubiertas</b> <sup>3</sup> <b>(No incluye IVA)</b>
P.M.I. <sup>4</sup>	549.9	26.4

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (004) y Hokchi (C005).
2. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 354 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 CNH, recibió y realizó el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,578 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión<sup>14</sup>.

#### 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 22,235,977 pesos, conforme a lo siguiente:

**Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados al Banco de México<sup>1/</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en millones de pesos)

<b>Concepto</b>	<b>3er Trimestre</b>
Recursos Humanos	13.3
Costos de Ocupación	1.5
Tecnologías de la Información	3.7
Otros Gastos de Operación	0.6
Subtotal	19.1
IVA	3.1
<b>Total</b>	<b>22.2</b>

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

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

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

##### 4.3. Otras actividades relevantes

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

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

El Fondo recibió 10 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas, entre los que destacan: a) ejercicio del presupuesto, b) acciones afirmativas en materia de paridad de género, c) contrataciones de recursos materiales y, d) desarrollo tecnológico. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

<sup>14</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 para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

**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.

Durante el trimestre, se incorporaron 112 series estadísticas nuevas en los cuadros analíticos respectivos asociadas al proceso para determinar las contraprestaciones de los contratos de producción compartida. Como resultado, al cierre del periodo el Fondo actualiza de manera mensual 4,651 series estadísticas.

**iii. Comunicación y difusión**

En este trimestre, se inició con el rediseño de las diferentes infografías que se publican en la cuenta de X (anteriormente Twitter) del Fondo, con la finalidad de ampliar la audiencia interesada en información del mercado petrolero.

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

Durante el desarrollo de la auditoría 68 denominada “Verificación de la Producción de Hidrocarburos y la Determinación de los Ingresos de los Contratos de Exploración y Extracción, Rondas 1 y 2”, correspondiente al programa anual de auditorías para la fiscalización superior de la Cuenta Pública 2022, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación que ha realizado la ASF.

Una vez que concluya la auditoría señalada, el fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

**ii. Auditor Interno**

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría del Banco de México con motivo de los trabajos realizados en la auditoría GAS-04/23. Una vez que concluya la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

**iii. Auditor Externo**

En septiembre, la firma de auditoría que funge como auditor externo del Fondo inició la revisión de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2023. El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información que ha realizado el auditor externo.

**iv. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este periodo, en conjunto con el Centro de Inteligencia y Respuesta del Banco de México, se revisaron los procesos del Fondo para la atención de incidentes de ciberseguridad y se realizaron simulacros de respuesta ante la materialización de diferentes incidentes. Cabe mencionar que con esto se da cumplimiento a uno más de los controles establecidos en el Plan de Trabajo del fideicomiso en esta materia.

Por otra parte, el Fondo se incorporó al proyecto para el fortalecimiento de la resiliencia operativa institucional, el cual es coordinado por la Dirección de Administración de Riesgos del Banco de México. Dicho proyecto permitirá al fideicomiso actualizar sus planes de continuidad operativa, de tal forma que éstos incluyan las mejores prácticas para la gestión de interrupciones e incidentes.

**c. Talleres para contratistas**

En septiembre, el Fondo organizó el tercer taller del 2023, el cual está destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para cumplir con sus obligaciones contractuales asociadas al registro de la información acerca de las actividades de exploración, producción, así como las inversiones realizadas. En esta ocasión se contó con la asistencia de 114 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la Secretaría de Energía.



**Anexo. Estados financieros**