



Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
enero - marzo 2023**

Ciudad de México, 27 de abril de 2023



## **INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 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.

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

---

<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS .....</b>	<b>4</b>
1.1. Ingresos.....	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos .....	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (en lo sucesivo “contratos”) .....	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>	<b>10</b>
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 .....	20
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS .....</b>	<b>21</b>
3.1 Contratos de licencia con producción .....	23
3.2 Contratos de producción compartida con producción.....	26
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO .....</b>	<b>30</b>
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México.....	30
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo.....	30
4.3. Otras actividades relevantes .....	30
a. Transparencia y acceso a la información pública .....	30
i. Atención a solicitudes de acceso a la información .....	30
ii. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al cumplimiento de las obligaciones en materia de datos personales .....	30
iii. Publicación de estadísticas .....	31
iv. Estrategia de comunicación .....	31
b. Fiscalización y Control Interno.....	31
c. Talleres para contratistas .....	32
<b>Anexo. Estados financieros .....</b>	<b>33</b>

## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 392 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 67,745 millones de pesos<sup>1</sup>.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 80.9% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 18.5% 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)

	enero - marzo 2022	enero - marzo 2023	Δ% (2023 vs. 2022)
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>	121,657	54,791	-55%
<b>Derecho de Extracción de Hidrocarburos</b>	25,784	12,523	-51%
<b>Derecho de Exploración de Hidrocarburos</b>	400	431	8%
<b>Total</b>	<b>147,840</b>	<b>67,745</b>	<b>-54%</b>

En el primer trimestre, destaca la caída en los ingresos totales respecto del mismo periodo del año anterior, debido a una disminución en los ingresos por derechos por la utilidad compartida, así como de extracción de hidrocarburos. Lo anterior se explica principalmente por el pago pendiente por recibir de los derechos correspondientes al mes de febrero, que se difirieron para su recepción a más tardar el 28 de abril de 2023<sup>2</sup>, así como por menores precios del petróleo en comparación al año anterior, donde el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) fue de 66 dólares por barril en el primer trimestre de 2023, mientras que en el mismo periodo del año previo el promedio se ubicó alrededor de los 90 dólares por barril.

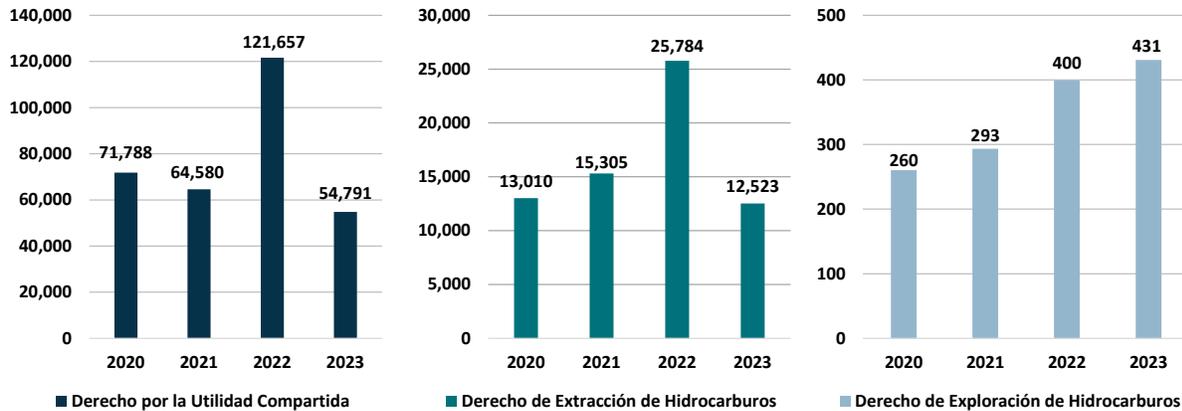
A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a marzo de los ejercicios 2020 a 2023 (Gráfica 1):

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

<sup>2</sup> Segunda Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2023. Segunda versión anticipada, publicada el día 24 de marzo de 2023 en la página de Internet del Servicio de Administración Tributaria (SAT).



**Gráfica 1. Ingresos por asignaciones**  
enero-marzo  
(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>  
enero-marzo  
(Millones)

	<b>Pesos</b>	<b>Dólares</b> <sup>2/</sup>
<b>Cuota exploratoria</b>	483	
<b>Regalía Adicional</b>		19
<b>Regalía Base</b>		7
<b>Penas convencionales</b> <sup>3/</sup>		42
<b>Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular</b> <sup>4/</sup>		605
<b>Total</b>	<b>483</b>	<b>674</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> Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 42,214,547 dólares.

<sup>4/</sup> Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 261,111 dólares.

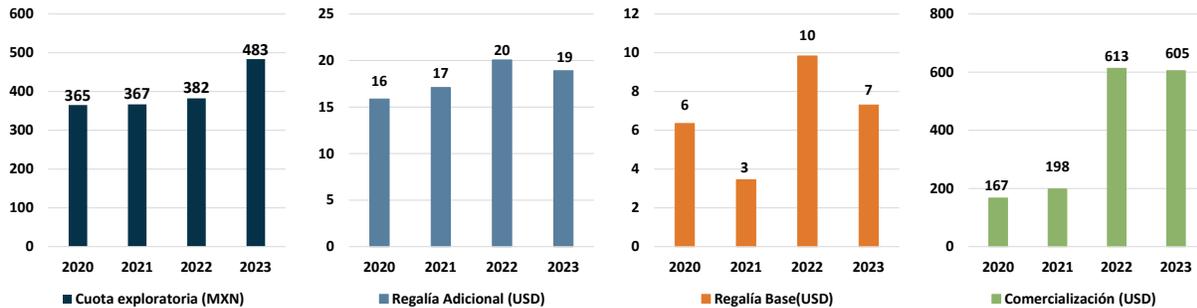
<sup>3</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

<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 – marzo  
(Millones)



En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, durante el primer trimestre la cuota exploratoria fue mayor a lo reportado en los primeros trimestres 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 movimientos a la baja en los precios del crudo observados durante el periodo.

### 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>**  
 enero-marzo  
 (Millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>10,730</b>
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>3,122</b>
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>1,244</b>
<b>IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética<sup>2/</sup></b>	<b>3,170</b>
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>5</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>61,976</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	73
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	61,903
<b>Total</b>	<b>80,247</b>

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

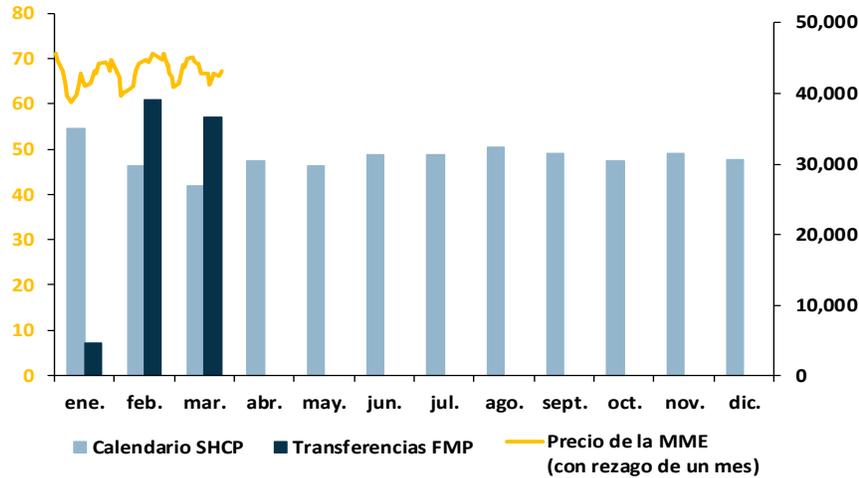
<sup>2/</sup>A partir de 2021, este rubro reemplazó a los Fondos de Ciencia y Tecnología, en atención a las reformas realizadas a diversos ordenamientos legales, mediante Decreto publicado en el DOF el 6 de noviembre de 2020.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el primer trimestre ascendieron a 80,247 millones de pesos, equivalentes al 0.3% 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 diferencia entre el monto de las recepciones y transferencias realizadas durante el periodo, se explica por ingresos recibidos posterior a la fecha establecida en el calendario de transferencias. Dicha diferencia se incluirá en la transferencia del siguiente periodo.

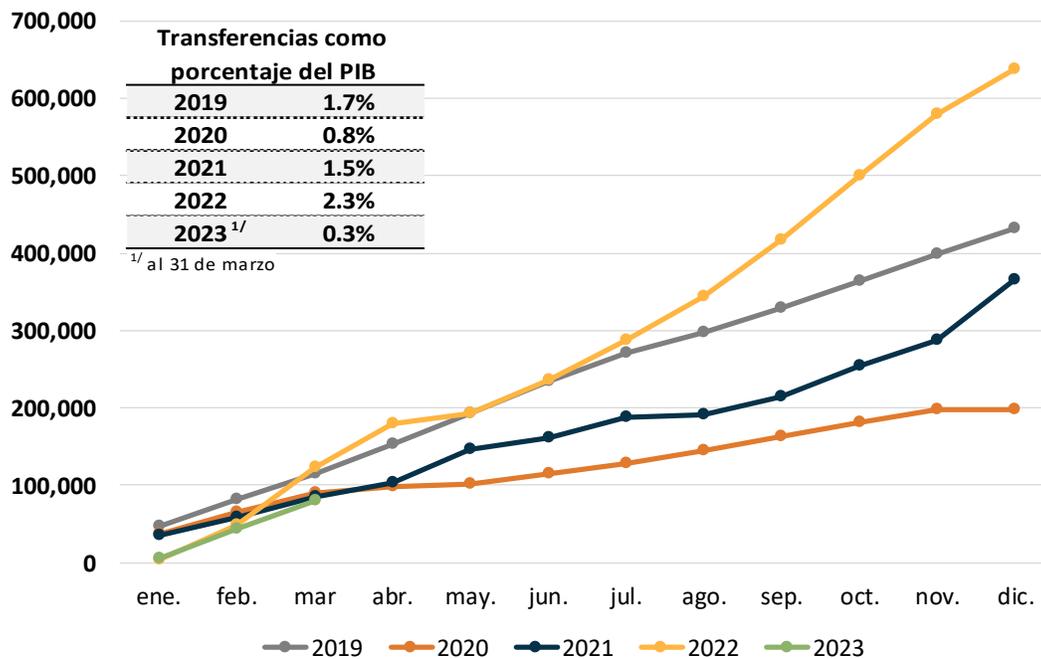
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

**Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP**  
(Dólares por barril y 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 Servicio de Administración Tributaria.

### 1.3. Registro del Fiduciario

Durante el primer trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de un convenio modificatorio a contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su inscripción y procedió a emitir la respectiva constancia.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de seis títulos de asignación y la cancelación de un título 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 dos constancias de inscripción.

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

**Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de marzo 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	1	12	4	20	37
Dos	10	29	-	11	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>42</b>	<b>9</b>	<b>34</b>	<b>111</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 31 de marzo de 2023<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	268
Asignación de exploración y extracción	100
Asignación de resguardo	44
<b>Total</b>	<b>412</b>

<sup>1/</sup> Fuente: FMPED con datos de SENER a marzo de 2023.

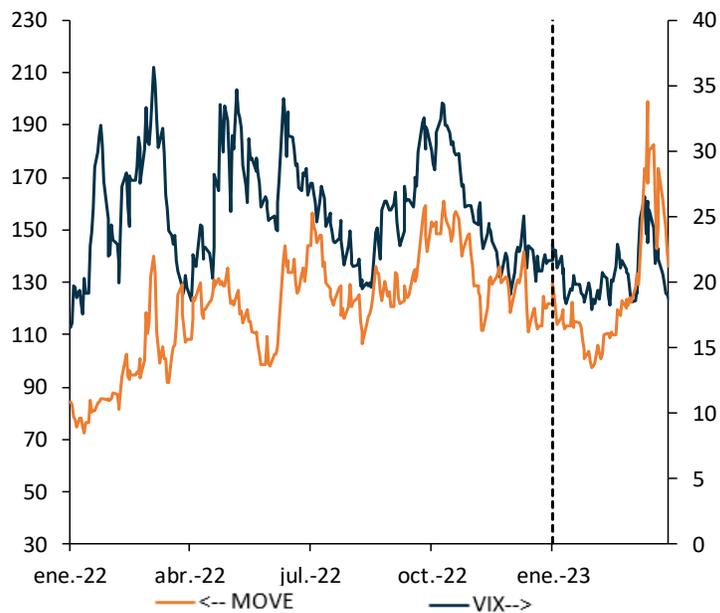
## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

Durante este trimestre, los mercados financieros se caracterizaron por un aumento en la volatilidad, respondiendo principalmente al cambio en la perspectiva sobre la postura de la Reserva Federal (Fed) hacia una menos restrictiva debido a las preocupaciones en torno a la estabilidad del sistema bancario en Estados Unidos y Europa. En este sentido, la volatilidad de las tasas de interés en Estados Unidos, medida por el índice de volatilidad MOVE, alcanzó niveles superiores a 198 puntos base (pb) por primera vez desde 2008 (Gráfica 5).

**Gráfica 5. Índices de volatilidad MOVE y VIX**  
(Puntos base)



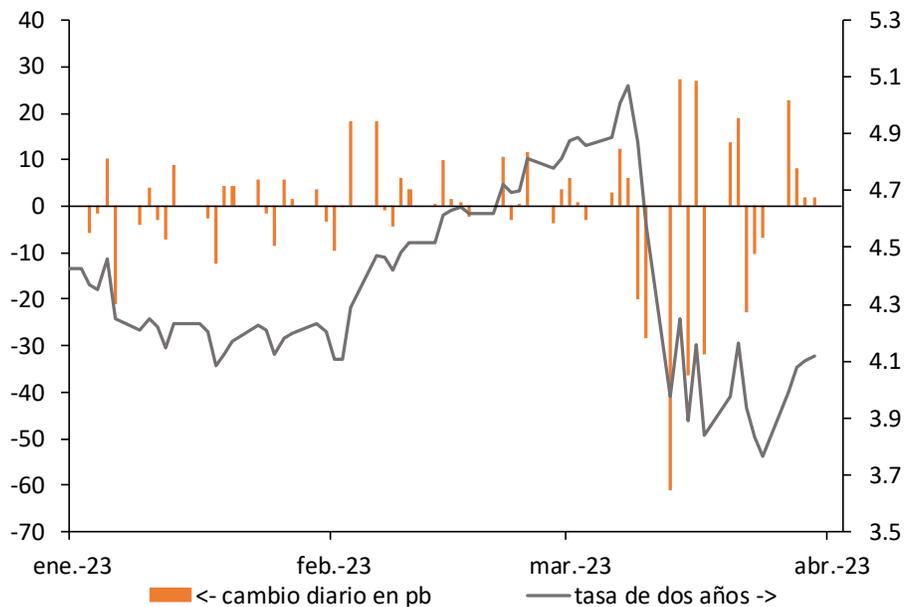
Fuente: Bloomberg.

MOVE: Es un índice ponderado de la curva de rendimiento de la volatilidad implícita en las opciones sobre notas del Tesoro de EE.UU. a un mes.

CVIX: Es un índice de estimación de la volatilidad del mercado FX medido un promedio de la volatilidad implícita de tres meses de las divisas del G-10.

En lo que respecta a las tasas de las notas del Tesoro, al inicio del año se presentaron aumentos significativos tras la fortaleza del reporte de empleo de enero. En el detalle, se crearon 517 mil plazas en el mes, muy por encima de las 188 mil esperadas, mientras que la tasa de desempleo bajó a 3.4%, su menor nivel desde 1969. Como respuesta, los miembros del Fed empezaron a adoptar un tono más restrictivo en su retórica, argumentando que la fortaleza del mercado laboral permitiría que la tasa de referencia alcanzará un nivel más alto del que habían proyectado previamente. Con esto, los mercados financieros comenzaron a incorporar que, tras el alza en la tasa de 25 pb en enero, el Fed subiría 50 pb adicionales, dejandola así en un nivel máximo de 5.50%. A consecuencia de lo anterior, la tasa de la nota del Tesoro de dos años superó el nivel de 5% por primera vez desde 2007 (Gráfica 6). Sin embargo, estos movimientos se revirtieron abruptamente tras la quiebra de los bancos regionales estadounidenses Silicon Valley Bank y Signature Bank, que fueron clausurados por reguladores tras una ola de retiros por parte de sus clientes, así como por la declaración de quiebra por parte del banco First Republic Bank.

**Gráfica 6. Nivel y cambio diario de la tasa de la nota del Tesoro de 2 años**  
(Puntos base, Porcentaje)



Fuente: Bloomberg



Ante esta situación, la Reserva Federal (Fed) moderó el tono restrictivo de su retórica en cuanto a su decisión de política monetaria de marzo, en la que aumentaron su tasa en 25 pb a un rango de entre 4.75%-5% y mantuvieron su estimado del nivel de la tasa al cierre del año entre 5% y 5.25%. Lo anterior, apuntando a un solo incremento adicional de 25 pb. Al respecto, el presidente del Fed, Jerome Powell, hizo notar que la incertidumbre en torno al sistema bancario del país provocaría un apretamiento de condiciones financieras igual o mayor al de un alza de tasas.

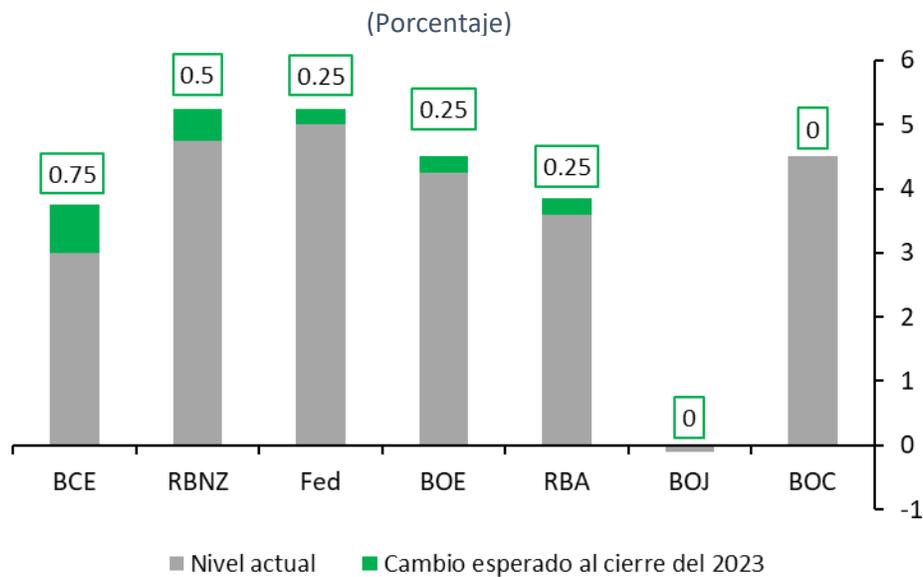
Esta inestabilidad en el sistema bancario se contagió a Europa, donde el banco suizo Credit Suisse tuvo que ser adquirido por su principal competidor, UBS, tras su colapso. Asimismo, instituciones como Deutsche Bank y Commerzbank perdieron más del 10% de su valor en el último mes. Con esto, los miembros más restrictivos del Banco Central Europeo (BCE), que previamente anticipaban incrementos de hasta 200 pb en el año, moderaron su retórica. Ahora, esperan aumentos de solo 25 pb en las juntas de mayo, junio y julio, con lo que la tasa del BCE llegaría a un nivel de 3.75%. Cabe mencionar que esta postura está respaldada por el nivel de la inflación subyacente, que alcanzó un nuevo máximo histórico de 5.7% en marzo y no ha dado señales de desaceleración.

De manera similar, en el Reino Unido, el Banco de Inglaterra (BoE por sus siglas en inglés) anticipa que aumentarán la tasa entre 25 y 50 pb adicionales en el año, con lo que podría alcanzar un nivel de hasta 4.75%. En su decisión de marzo, el BoE comentó que la economía ha sido más resiliente de lo que esperaban, por lo que ahora proyectan una ligera expansión en el primer trimestre del año, cuando previamente esperaban una contracción de 0.4%. En cuanto a la inflación, a pesar de que continúa en dobles dígitos, tienen la expectativa que se desacelere de manera significativa en la segunda mitad del año, pero están dispuestos a endurecer su postura de política monetaria en caso de que sus pronósticos no se cumplan.

A principios de abril, el gobernador del Banco Central de Japón, Haruhiko Kuroda, cuyo mandato se caracterizó por una postura muy acomodaticia, será reemplazado por Kazuo Ueda, quien se especula podría tener un tono más moderado. Asimismo, las negociaciones salariales de marzo en dicho país apuntan a que los salarios incrementen en 3.8% este año, que sería un máximo desde 1993. Con esto, se podría abrir la puerta a que se considere eliminar las medidas de control de curva. Incluso, algunos analistas esperan un incremento de 10 pb en la tasa de referencia, lo cual la llevaría a 0%, luego de más de seis años en terreno negativo.

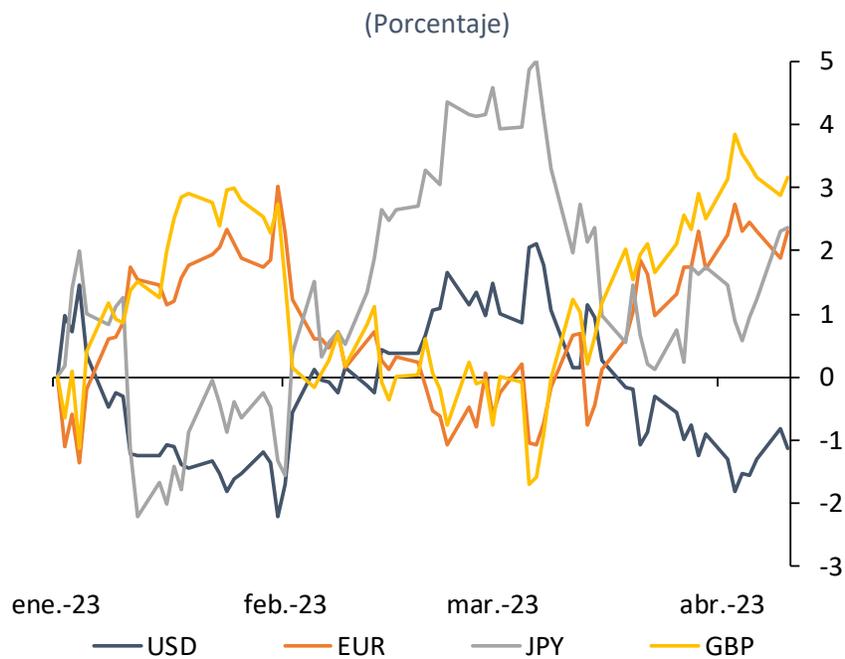
De esta manera, el Fed se ha convertido en uno de los bancos centrales con una postura menos restrictiva dentro de los países más desarrollados (Gráfica 7). Como resultado, el índice DXY, que mide la fortaleza del dólar americano (USD) frente a las principales divisas de países desarrollados, se debilitó en 1% en el trimestre, lo que representa una reversión de la fortaleza presentada durante el año anterior, en la que el USD se apreció en 8% (Gráfica 8).

**Gráfica 7. Pronósticos de tasas de referencia de los principales bancos centrales para el cierre del 2023**



Fuente: Bloomberg

**Gráfica 8. Rendimiento acumulado para divisas seleccionadas**

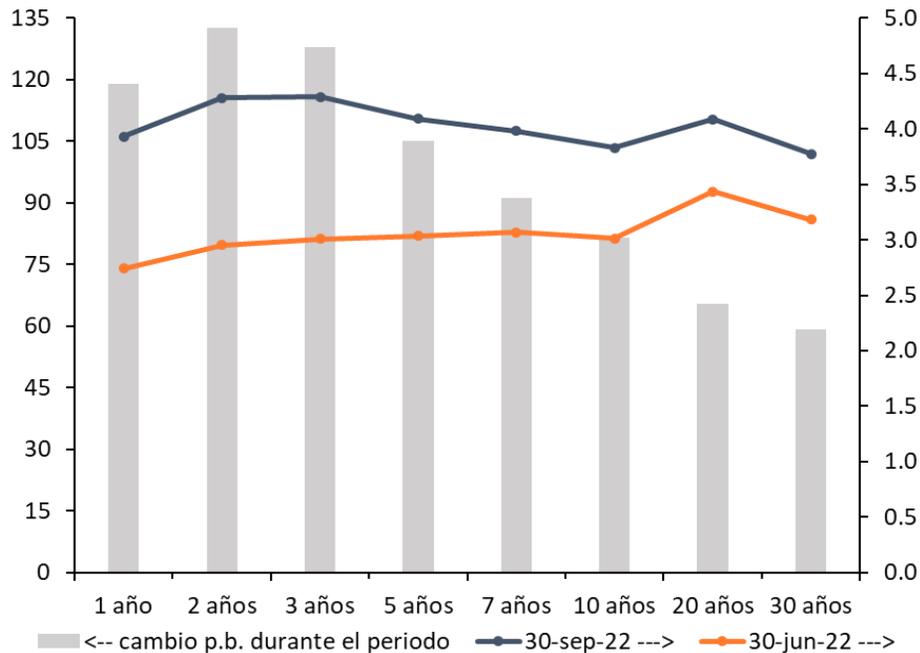


Fuente: Bloomberg

Los movimientos de los principales activos financieros fueron mixtos y con alta volatilidad, respondiendo a la inestabilidad en el sector bancario y los cambios de retórica del Fed. Con esto, los índices accionarios presentaron incrementos generalizados de entre 0.4% y hasta 16.8% en el índice tecnológico Nasdaq, que es el más sensible a las tasas de interés. En cuanto a los mercados de renta fija, la curva de las notas del Tesoro de EE.UU. mostró un aplanamiento de 1 pb entre el nivel de las tasas de dos y diez años, donde las del nodo de corto plazo disminuyeron en 40 pb y las de vencimiento de diez años en 41 pb (Gráfica 9).

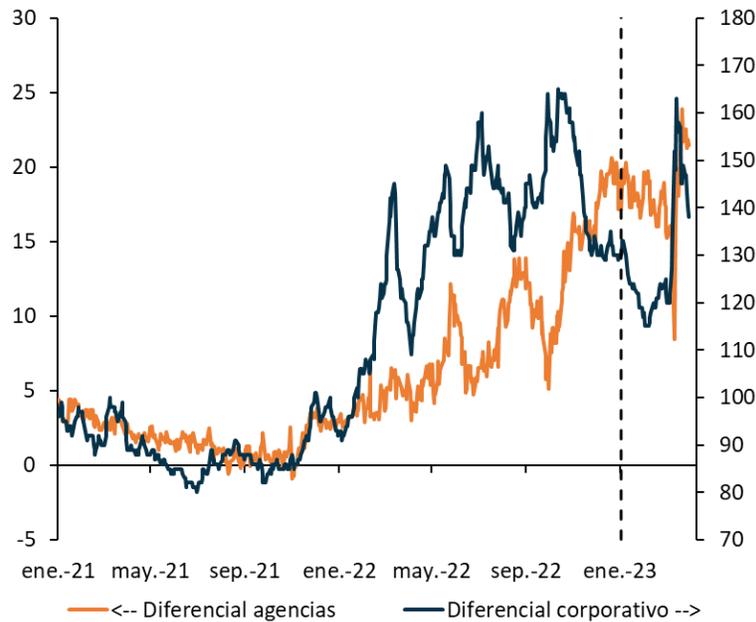
Finalmente, esta inestabilidad se vio reflejada en una ampliación de los diferenciales, especialmente en el de deuda corporativa, que incluye una proporción importante de emisiones del sector bancario. De esta manera, el diferencial entre tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa cerró el trimestre con un incremento de 8 pb, ubicándose en 138 pb. Por su parte, el diferencial de agencias cerró el periodo con un incremento de 4 pb, en un nivel de 21 pb (Gráfica 10).

**Gráfica 9. Curva de notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Puntos base, porcentaje)



Fuente: Bloomberg

**Gráfica 10. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Puntos base)

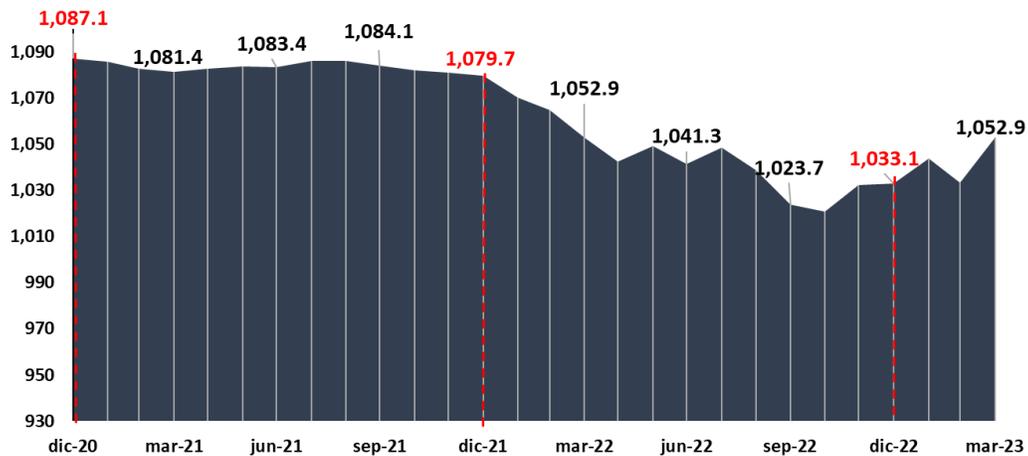


Fuente: Bloomberg

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

La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 1.9%, doce pb por arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,052.9 millones de dólares.

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



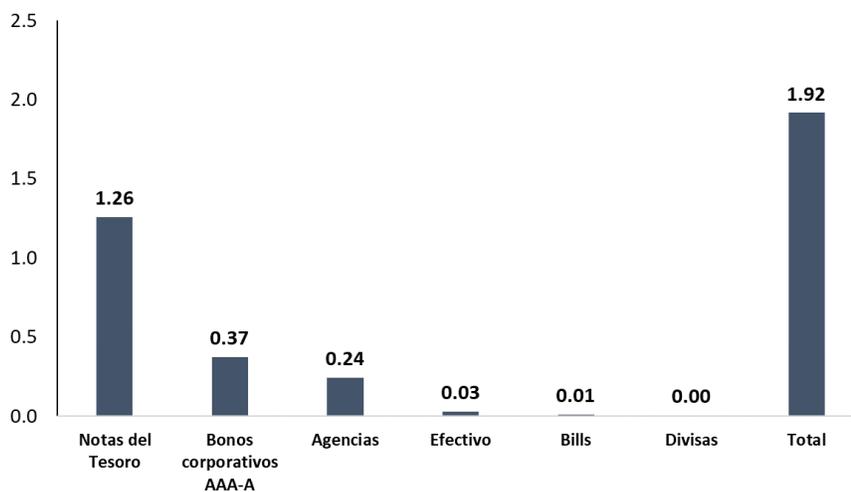
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos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

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

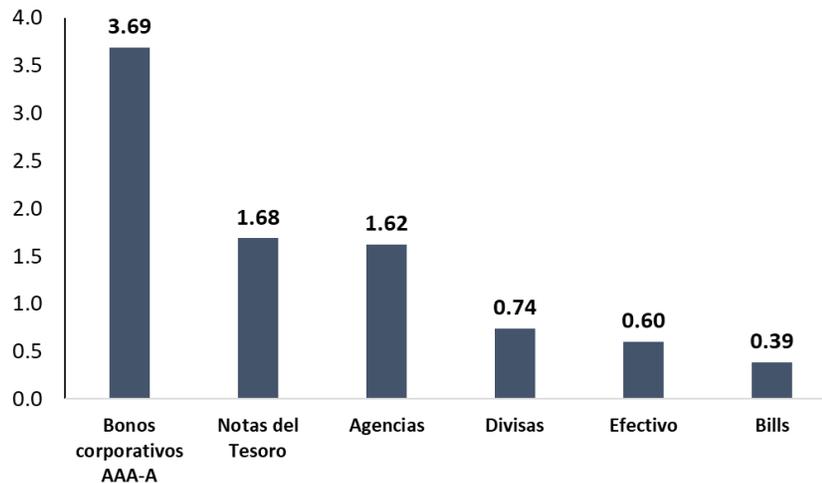


El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño positivo tanto de las notas del Tesoro estadounidense como de los bonos corporativos, sectores que le sumaron 126 y 37 pb al rendimiento total respectivamente. Este comportamiento se explica por el descenso de las tasas de corto y mediano plazo, así como a que el precio del ETF (*Exchange Traded Fund* por sus siglas en inglés) de bonos corporativos que forma parte de la cartera de inversión registró un aumento de 3.7% en el periodo. (Gráficas 13 y 14).

**Gráfica 13. Contribución al rendimiento por tipo de activo**  
(Porcentaje)

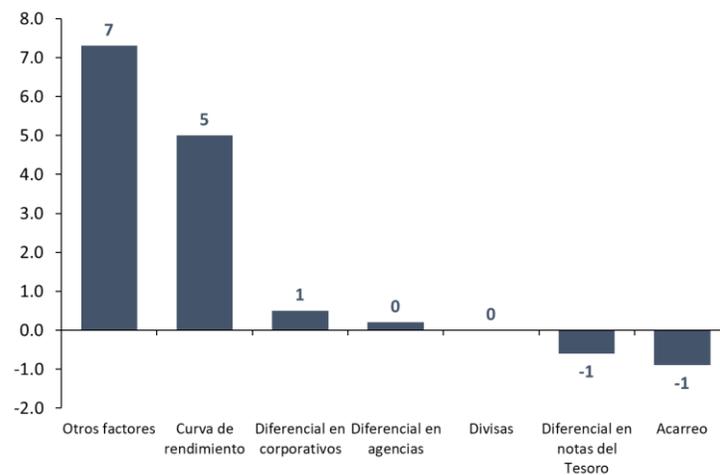


**Gráfica 14. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**  
(Porcentaje)



En el detalle, los 12 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores<sup>7</sup>. En primer lugar, destacan los movimientos asociados a las tasas y que se refleja en el factor de curva de rendimiento, como resultado de las posiciones cortas que se tomaron en el sector de 2 y 3 años. Cabe mencionar que 8 pb del rendimiento diferencia no se pudo explicar a través de este modelo de renta fija como se puede observar en el rubro de otros factores.

**Gráfica 15. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija**  
(Puntos base)



<sup>7</sup> En el modelo de atribución por factores destacan los siguientes: 1) Curva de rendimiento: el cambio en las tasas de los distintos sectores de la curva; 2) Diferencial en corporativos: se refiere al diferencial entre las tasas de los bonos corporativos y las notas del Tesoro; 3) Diferencial en notas del Tesoro: se refiere al diferencial entre las tasas de las notas del Tesoro de emisiones pasadas (“off the run”) contra las de referencia que son las más líquidas (“on-the-run”); 4) Diferencial en agencias: se refiere al diferencial entre las tasas de las agencias gubernamentales y de las notas del Tesoro; 5) Retorno en el tiempo (acarreo): rendimiento asociado por mantener un instrumento a lo largo del tiempo; 6) Otros factores: se refiere a lo que no se pudo explicar a través del modelo de factores de renta fija o residual.



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 asignación de activos fue el que más contribuyó con 1 pb siendo el sector de notas a rendimiento el que presentó el mejor desempeño como resultado de las posiciones tomadas. Los efectos por costos de transacción agregaron 3 pb como resultado de la compra y venta de instrumentos durante el periodo. Por otra parte, el efecto de selección de instrumentos aportó 1 pb.

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

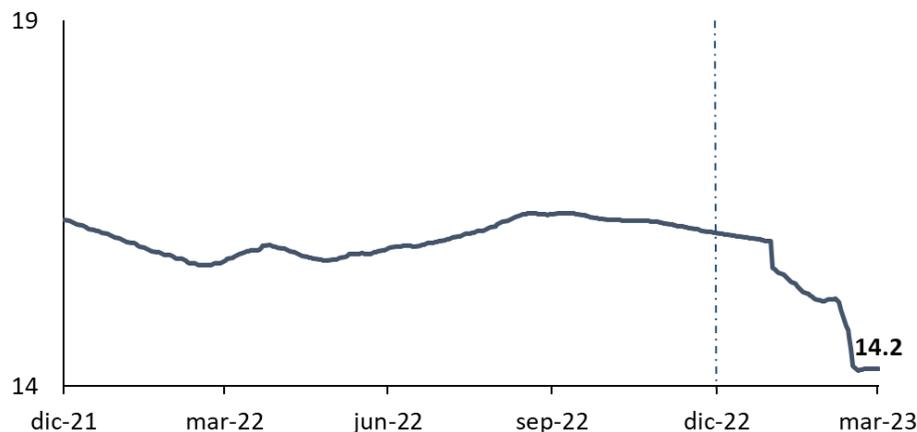
	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución <sup>8</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>12</b>
Notas a descuento y Efectivo	7	0	0	0	7
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	1	-1	3	0	3
Agencias	0	2	0	0	2
Divisas	0	0	0	0	0

## 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 14.2 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

**Gráfica 16. Tracking Error de la cartera de inversión**  
(Puntos base)

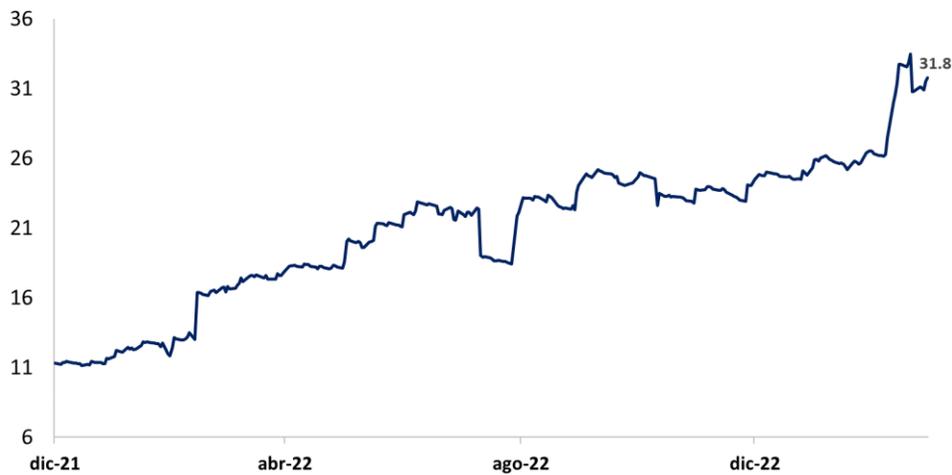


<sup>8</sup> Los efectos de atribución por efecto son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro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

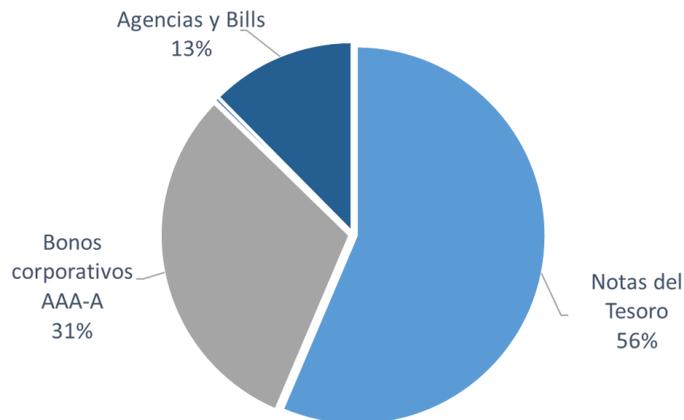
<sup>9</sup> El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son pb.

Por otra parte, el Valor de Riesgo<sup>10</sup> (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 31.8 pb (Gráfica 17) contra 24.6 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 3.3 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 56%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 31%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 13% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 18). Se puede observar un incremento substancial del VaR durante el primer trimestre del año en curso reflejando un riesgo de pérdida mayor en línea con el aumento en la volatilidad observada en el mercado de renta fija.

**Gráfica 17. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión**  
(Puntos base)



**Gráfica 18. 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 marzo**

<b>AAA</b>	<b>AA</b>	<b>A</b>	<b>BBB y menos</b>	<b>Efectivo</b>
86%	1%	8%	0%	4%

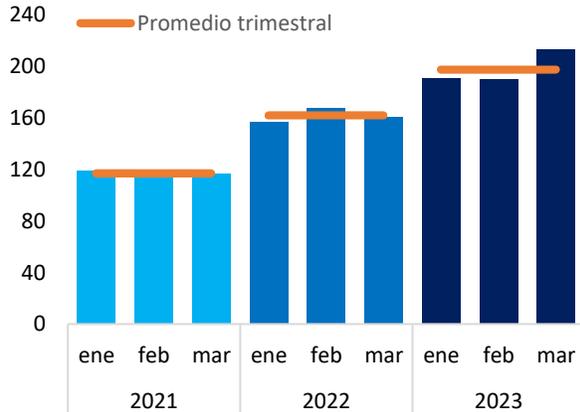
### 3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el primer trimestre del 2023, el Fondo administró los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

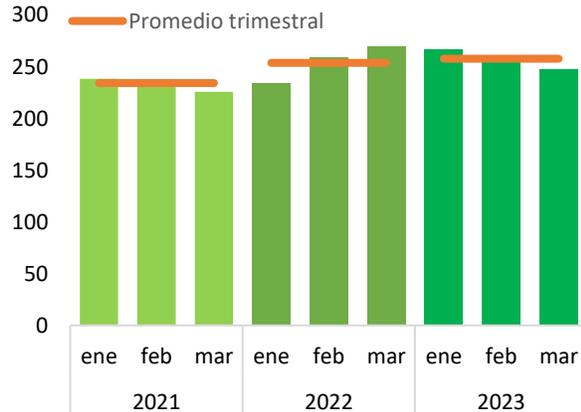
Entre enero y marzo, la producción de petróleo promedió 198 miles de barriles diarios (mbd) lo que representa un incremento de 22% contra el mismo trimestre de 2022. En cuanto al gas natural, la extracción aumentó 2% con un promedio de 258 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

#### Producción de hidrocarburos<sup>1</sup> enero-marzo

**Gráfica 19. Petróleo**  
(Cifras en miles de barriles diarios)



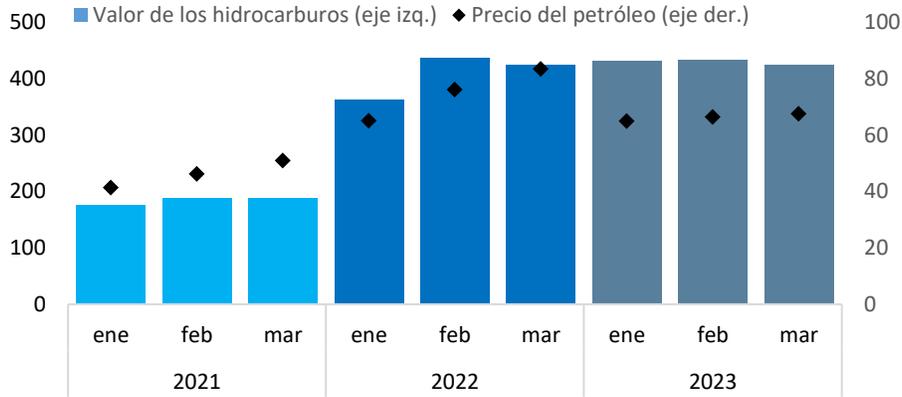
**Gráfica 20. Gas natural**  
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 1,288 millones de dólares, monto 5% mayor respecto del mismo trimestre del 2022, el cual se explica por los mayores niveles de producción de petróleo y gas natural antes mencionados.

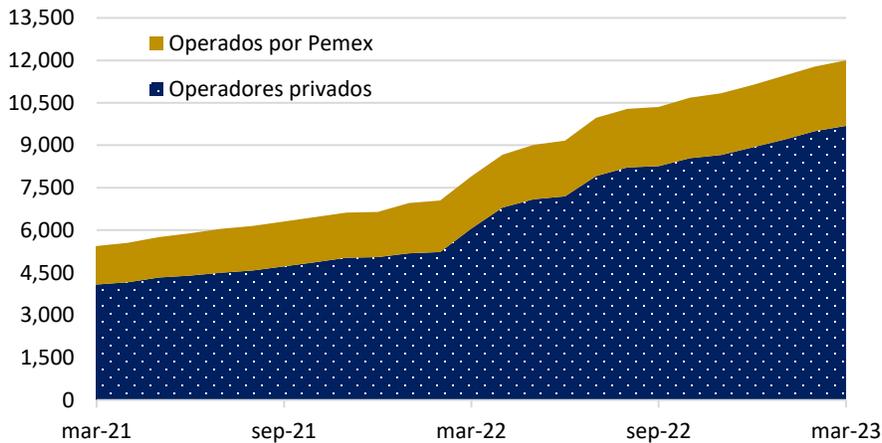
**Gráfica 21. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>1,2</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



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.

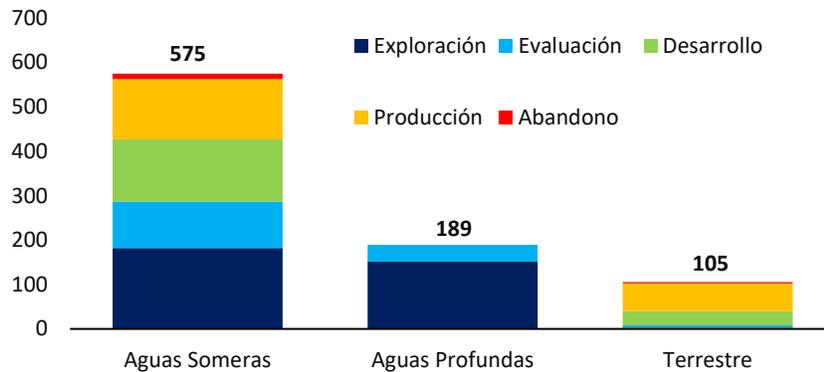
Este trimestre, los contratistas registraron inversiones por 870 millones de dólares, de los cuales el 87.5% provino de los operadores privados (761 millones de dólares).

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



Asimismo, el 66% de las inversiones corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguido de los que están en aguas profundas con 22% y el resto en áreas terrestres.

**Gráfica 23. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad <sup>1</sup>**  
 enero - marzo  
 (Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

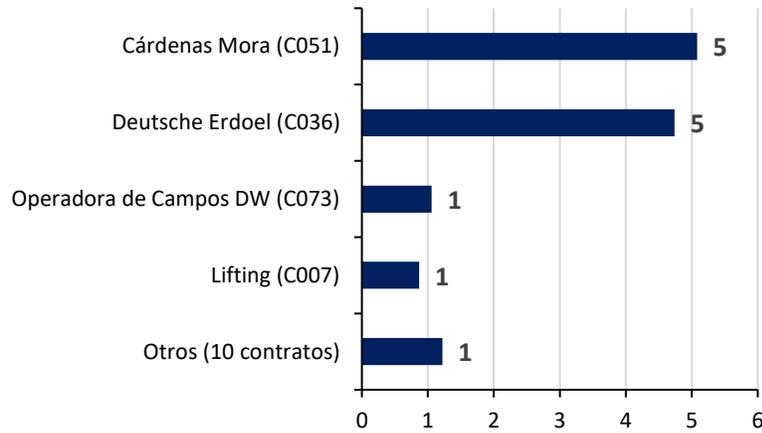
Adicionalmente, el Fondo realizó las gestiones necesarias para el registro de información histórica. En particular, se habilitaron 106 ventanas para que las empresas actualizaran los reportes de inversiones correspondientes.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde el inicio de la vida de los contratos y hasta marzo de 2023 ascienden a 12,000 millones de dólares.

### 3.1 Contratos de licencia con producción

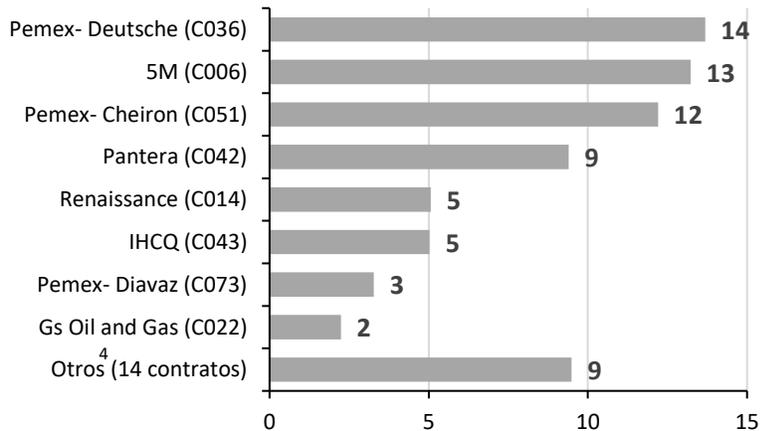
Durante el trimestre, 30 de los 76 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 14 extrajeron petróleo, 27 gas natural y 24 condensados. La producción promedio fue de 13 mbd para petróleo y 74 mmpcd de gas natural.

**Gráfica 24. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista** <sup>1 2 3</sup>  
 enero-marzo  
 (Cifras en miles de barriles diarios)



1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
3. Otros corresponde a los contratistas: Jaguar (C045), Renaissance (C014) para dos contratos, Diavaz (C013), Óleum (C021), Bloque VC 01 (C052) y Tonalli Energía (C024) y Perseus (C011 y C012).

**Gráfica 25. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista** <sup>1 2 3</sup>  
 enero-marzo  
 (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 diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
4. Corresponde a los contratistas: Jaguar (C045) dos contratos, Grupo Mareógrafo (C017), Calibrador (C018), Strata (C015 y C023), Perseus (C011 y C012), Lifting (C007), Dunas (C019), Newpek (C044) y Óleum (C021).



El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 110 millones de dólares, de los cuales 31 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías<sup>11</sup>. El 76% 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>12</sup>.

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

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
ene-23	43,193,683.83	3,079,113	10,314,600	13,393,713
feb-23	37,854,932.27	2,378,246	8,062,216	10,440,462
mar-23	29,144,904.28	1,972,851	5,577,826	7,550,677
<b>Total</b>	<b>110,193,520</b>	<b>7,430,211</b>	<b>23,954,641</b>	<b>31,384,852</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

En el trimestre, la regalía base capturó las condiciones favorables del mercado de hidrocarburos. A partir de los precios observados, este periodo se detonaron 85 tasas progresivas, de las cuales 25 corresponden a petróleo, 54 a gas natural y 6 a condensados. La tasa de regalía base por hidrocarburo promedió: 8.22% para petróleo, 4.11% para el gas natural asociado, 0.57% para el gas no asociado y 5.07% para los condensados. En todos los casos la tasa promedio excedió la tasa mínima.

**Tabla 9. Regalía Base**  
enero-marzo  
(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
Petróleo	7.50%	9.40%	8.22%	6,558,972	88.27%
Gas natural asociado	NA	11.94%	4.11%	576,180	7.75%
Gas natural no asociado	0.00%	11.66%	0.57%	67,224	0.90%
Condensados	5.00%	10.43%	5.07%	227,833	3.07%
<b>Total</b>				<b>7,430,211</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.

<sup>11</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>12</sup> En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

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

	Tasa aplicada <sup>2</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	80,984,098	10,527,933	43.9%
<b>Ronda 1.3</b>	52%	20,785,202	10,850,454	45.3%
<b>Ronda 2.2</b>	24%	3,411,175	827,307	3.5%
<b>Ronda 2.3</b>	35%	5,013,045	1,748,948	7.3%
<b>Total</b>		<b>110,193,520</b>	<b>23,954,641</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.

Para aquellos contratistas que cumplieran con las condiciones necesarias, el Fondo emitió 9 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos. Adicionalmente, se retuvieron 78 certificados, los que están en espera de que se cubran los adeudos correspondientes y, en su caso, que la CNH confirme los montos de penas convencionales que deben pagar los contratistas.

Este trimestre se realizaron ajustes a las contraprestaciones de dos contratos. El primero de ellos fue resultado de un proceso de verificación de la SHCP a la empresa Tonalli Energía (C024). El segundo fue a solicitud de la CNH y corresponde a un contrato de la empresa Jaguar (C045). Adicionalmente, resultado de las labores de verificación de la SHCP, se generó un saldo a favor de Tonalli Energía (C024) de 2.36 dólares por ambas regalías. El periodo ajustado va de septiembre de 2018 a junio de 2021. Finalmente, para el contrato de Jaguar (C045), la CNH actualizó la clasificación de los hidrocarburos producidos para los periodos que van de junio de 2021 a diciembre de 2022. Dichos hidrocarburos dejaron de considerarse como pruebas de extracción debido a que la CNH los reclasificó como producción comercial regular. En consecuencia, siguiendo lo especificado en el contrato, el Fondo calculó un saldo a favor de Jaguar (C045) por 51 mil dólares, que se conforma por 12.5 mil dólares de regalía base y 38.6 mil dólares de regalía adicional.

### 3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el periodo que se reporta, 7 de los 35 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo, 5 reportaron petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato produjo gas natural no asociado y el restante extrajo únicamente petróleo.

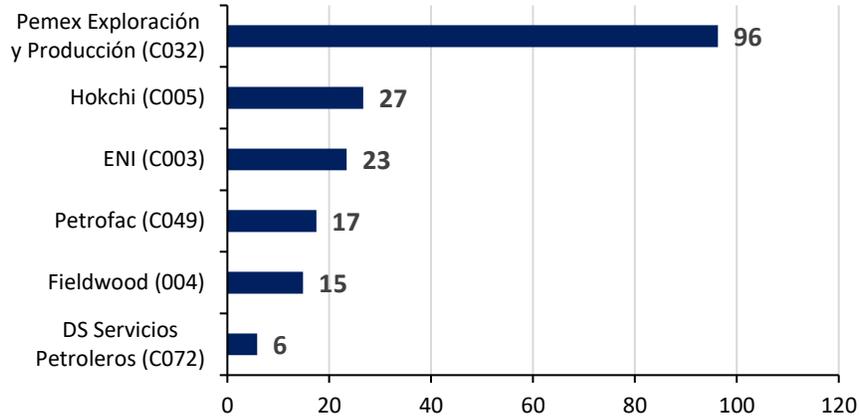
Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 185 mbd de petróleo y 184 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue el principal productor de crudo aportando el 52% del total.



### Gráfica 26. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista<sup>1 2</sup>

enero - marzo

(Cifras en miles de barriles diarios)

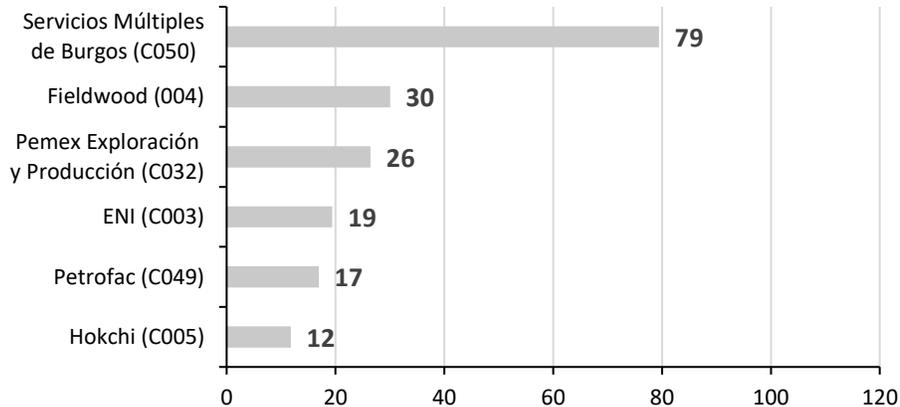


1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

### Gráfica 27. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista<sup>1 2 3</sup>

enero - marzo

(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 diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.
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 los hidrocarburos extraídos durante pruebas de algunos casos.

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 1,178 millones de dólares.

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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>ene-23</b>	387,320,139	352,483,914	33,349,176	1,487,050
<b>feb-23</b>	395,448,092	365,604,984	28,819,323	1,023,786
<b>mar-23</b>	395,204,229	380,088,346	14,353,832	762,051
<b>Total</b>	<b>1,177,972,461</b>	<b>1,098,177,244</b>	<b>76,522,331</b>	<b>3,272,886</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 16 certificados de pago que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones. Conforme a lo calculado por el Fondo, 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>**  
enero-marzo

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(Miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
<b>Estado</b>	8,663	6,341	69
<b>Pemex</b>	3,596	3,998	43
<b>Operadores privados</b>	4,350	6,726	58
<b>Total</b>	<b>16,609</b>	<b>17,066</b>	<b>170</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2022, enero y febrero de 2023, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo de 2023.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 169 periodos correspondientes a 8 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado de modificaciones realizadas por la CNH a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones, la aplicación de resoluciones emitidas por la SHCP, así como por la incorporación de presupuestos asociados a 2021 y 2022.

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 605 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 28.2 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>**

enero – marzo (Millones de dólares)		
Comercializador	Ingresos por comercialización <sup>2</sup>	Comisiones cubiertas <sup>3</sup> (No incluye IVA)
P.M.I. <sup>4</sup>	605.3	28.2

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 261 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 1,928 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima de los acuerdos para la recepción y entero del IVA suscritos 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 35,659,336 pesos, conforme a lo siguiente:

**Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**  
 enero-marzo  
 (Cifras en millones de pesos)

<b>Concepto</b>	<b>1er Trimestre</b>
Recursos Humanos	27.5
Costos de Ocupación	2.3
Tecnologías de la Información	0.7
Otros Gastos de Operación	0.3
Subtotal	30.8
IVA	4.9
<b>Total</b>	<b>35.7</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

Durante el primer trimestre el Fondo recibió 19 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas, entre los que destacan: a) contrataciones de recursos materiales; b) producción de gas y petróleo; c) presupuesto del Fondo; d) cuentas del Fondo y, e) destinos de la renta petrolera. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

##### ii. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al cumplimiento de las obligaciones en materia de datos personales

En el mes de marzo el INAI notificó al Fondo el resultado del procedimiento de evaluación del desempeño en el cumplimiento de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados, y demás disposiciones aplicables.

#### Publicada-Usa General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

Con motivo de dicha evaluación, el Fondo obtuvo un puntaje de cien (100) puntos porcentuales en el índice simple general de cumplimiento, y del índice simple de cumplimiento por vertiente, por cumplir con los criterios establecidos en los instrumentos técnicos de evaluación aprobados por el Pleno del INAI, sin que se formularan sugerencias u observaciones.

### **iii. 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, el Fondo incorporó 114 series estadísticas asociadas a la reclasificación de CNH acerca de la entrada en producción comercial regular de dos contratos que pertenecen a la Ronda 1.3 y Ronda 2.3. Lo anterior trajo como resultado, que al cierre del periodo, el Fondo actualizó de manera mensual 4,500 series estadísticas.

### **iv. Estrategia de comunicación**

En este periodo, en conjunto con el área de comunicación del Banco de México, se llevó a cabo un análisis de las publicaciones del Fondo en su cuenta de Twitter. Lo anterior, con la finalidad de realizar los ajustes necesarios a la estrategia de comunicación para que el contenido publicado en dicha red social sea accesible a todo público y tenga un mayor alcance.

## **b. Fiscalización y Control Interno**

### **i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)**

En el mes de marzo la ASF dio inicio a 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, la cual tiene por objeto fiscalizar la verificación del volumen de producción de los hidrocarburos y la determinación de los ingresos derivados de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos para comprobar que se realizaron conforme a la normativa, así como que los ingresos se pagaron, registraron y presentaron en los estados financieros del Fondo, de conformidad con las disposiciones legales.

En relación con lo anterior, 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 Externo**

Durante el trimestre, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información realizados por el auditor externo, con motivo de la dictaminación de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2022.

Adicionalmente, en el mes de marzo el auditor externo emitió su dictamen sin observaciones. De acuerdo con el referido dictamen, los estados financieros presentan razonablemente en todos los aspectos materiales la situación financiera del Fondo al 31 de diciembre de 2022, así como sus actividades y sus flujos de efectivo, de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas. Asimismo, concluyeron que el informe sobre el ejercicio del presupuesto del gasto de operación ha sido preparado en todos los aspectos materiales, de conformidad con las disposiciones aplicables.

**iii. Auditor Interno**

La Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio en enero a la auditoría GAS-04/23, la cual tiene como objeto verificar el cumplimiento por parte del Fondo de los controles de seguridad informática implementados en el sistema de mensajería financiera utilizado para confirmar la concertación y liquidación de las operaciones del Fondo.

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.

**iv. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este trimestre, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el Programa de actualización de procesos, riesgos, controles y normatividad del Fondo para el ejercicio 2023, se inició con la revisión de las matrices de riesgos operativos de los cuatro procesos asociados con las finalidades del Fondo. El propósito de esta revisión es buscar que los riesgos registrados en dichas matrices, así como los controles para mitigarlos sean acordes a la forma en la que actualmente el fideicomiso ejecuta sus actividades.

**c. Talleres para contratistas**

En marzo, el Fondo organizó el primer taller del año, 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 participación de panelistas de la SHCP, la CNH y la SENER.



**Anexo. Estados financieros**