

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
Julio - Septiembre 2022**

Ciudad de México, 27 de octubre de 2022



INFORME TRIMESTRAL JULIO-SEPTIEMBRE 2022

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

ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS.....	4
1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos.....	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (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
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	10
2.1. Administración de la cartera de inversión.....	10
a. Condiciones económicas	10
b. Desempeño de la cartera de inversión	17
2.2. Administración de riesgos.....	20
a. Cumplimiento de límites de riesgo.....	20
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión.....	22
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS ...	23
3.1 Contratos de licencia con producción	25
3.2 Contratos de producción compartida con producción.....	28
3.3 Contraprestaciones pendientes de pago al Estado de las actividades de extracción de hidrocarburos.....	31
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	33
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	33
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	33
4.3. Otras actividades relevantes	33
a. Transparencia y acceso a la información pública	33
i. Atención a solicitudes de acceso a la información	33
ii. Publicación de estadísticas	33
iii. Estrategia de comunicación.....	34
b. Fiscalización y Control Interno	34
c. Talleres para contratistas	34
Anexo. Estados financieros	35

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 488 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 169,702 millones de pesos ¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 68.4% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 31.4% y los de exploración el 0.2%.

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

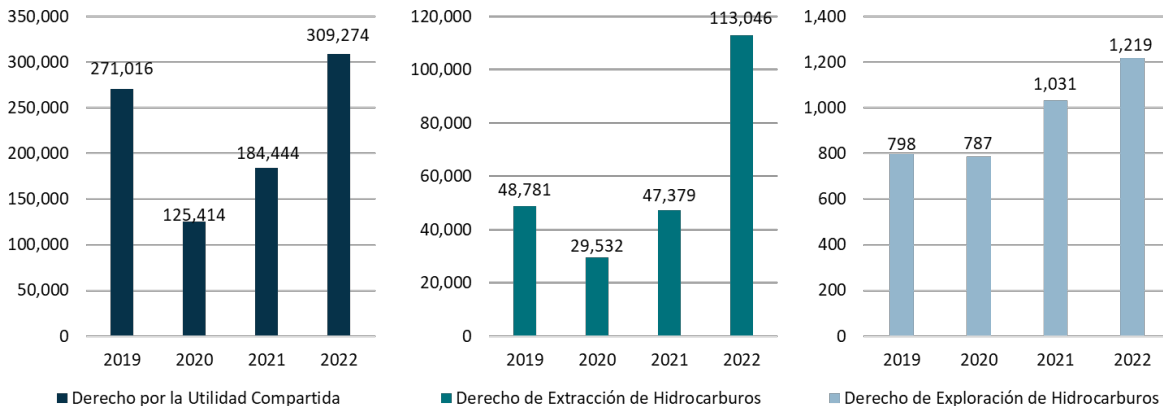
Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	julio - septiembre 2021	julio - septiembre 2022	Δ% (2022 vs. 2021)
Derecho por la Utilidad Compartida	68,313	116,026	70%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	14,269	53,266	273%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	381	410	8%
Total	82,963	169,702	105%

En el tercer trimestre destaca el incremento en los ingresos respecto del mismo periodo del año anterior, lo cual se explica por el incremento en el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME), a pesar de haber tenido un rendimiento negativo durante el trimestre. Al 30 de septiembre, el precio de la MME se encontraba en 77.16 dólares por barril, mientras que al cierre del mismo periodo del año anterior era de 71.25 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 2019 a 2022 (Gráfica 1):

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

**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 durante el periodo que se reporta el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado²: **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 hidrocarburos³ de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos^{1/}
julio-septiembre
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	463	
Regalía Adicional		49
Regalía Base		19
Penas convencionales ^{3/}		1
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{4/}		717
Total	463	786

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

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

^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 942,072 dólares.

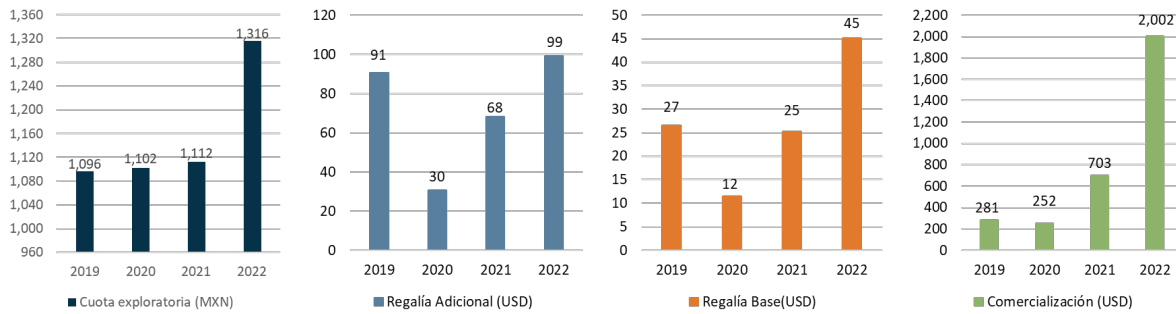
^{4/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 44,078 dólares.

² Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

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

A continuación, se muestra la evolución de los recursos recibidos de parte de los contratistas durante los ejercicios 2019 a 2022:

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



Los ingresos provenientes de los contratos durante los primeros tres trimestres del 2022 resultaron por arriba a los de años previos. Lo anterior se explica, al igual que en el caso de los ingresos derivados de las asignaciones, por el aumento en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional.

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

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

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



Tabla 3. Transferencias ordinarias^{1/}
julio-septiembre
(Millones de pesos)

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	828
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética^{2/}	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	5
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	178,998
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	49
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	178,950
Total	179,831

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

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

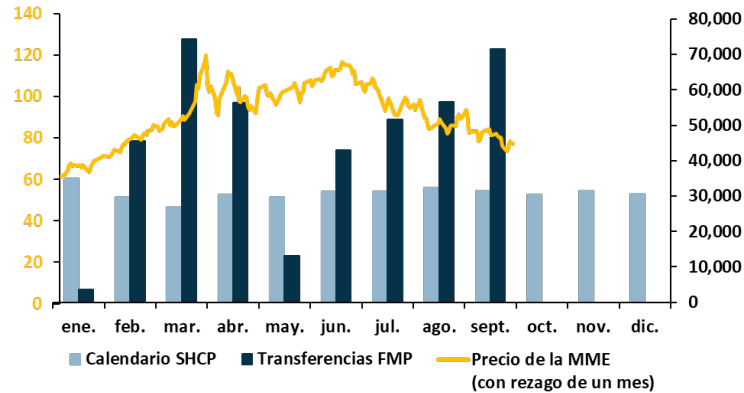
Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el tercer trimestre ascendieron a 179,831 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 415,825 millones de pesos, equivalentes al 1.5% del PIB estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2022. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2022 estimó para este ejercicio fiscal transferencias por 370,928 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.3% del PIB.

La diferencia entre el monto de las recepciones y transferencias realizadas durante el periodo se explica por aquellos ingresos que son recibidos el último día hábil del trimestre y que fueron transferidos durante el trimestre siguiente. Esta situación se ha derivado de las resoluciones misceláneas otorgadas a Pemex, que le han permitido posponer los pagos de sus derechos en fechas distintas a las establecidas en el calendario de la SHCP⁵.

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

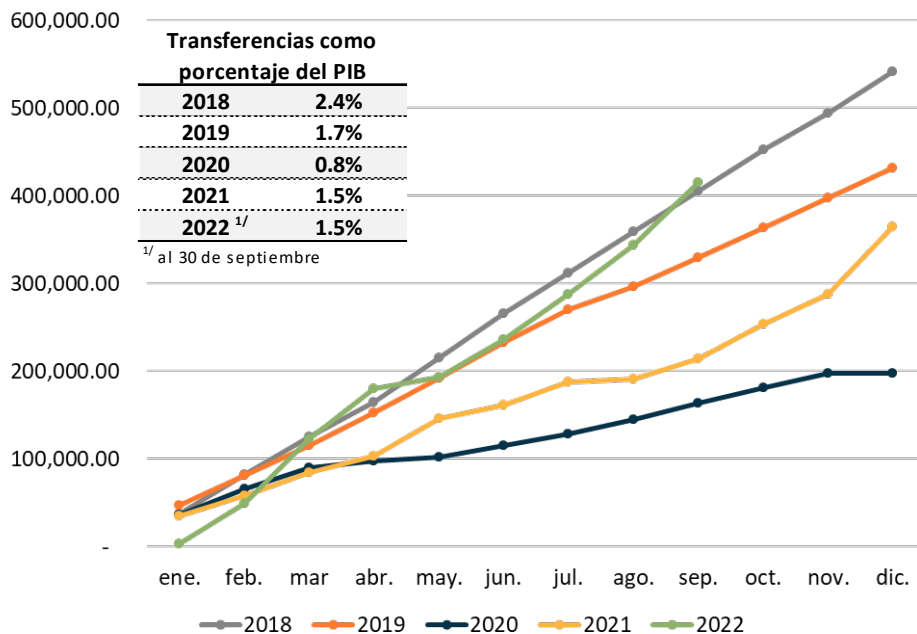
⁵ Cuarta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022 y sus Anexos 1-A, 9, 15 y 23. Segunda Versión Anticipada publicada el día 25 de mayo de 2022, en la página de Internet del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Séptima Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022 y su Anexo 1-A. Primera versión anticipada, publicada el 25 de agosto en la página de internet del SAT.

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 2018 a 2022 (Gráfica 4):

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



⁶ El cálculo de las transferencias como porcentaje del PIB 2022 incluye los 41,078 millones de pesos correspondientes a las transferencias realizadas el 1 de febrero de 2022, conforme al calendario de transferencias de 2021.



1.3 Registro del Fiduciario

Durante el tercer trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 4 convenios modificatorios 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 las respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 30 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 las constancias correspondientes.

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

Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de septiembre^{1/}

Ronda	Contratos en Exploración ^{1/}		Contratos en Producción ^{2/}		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
Total	26	42	9	34	111

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

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

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

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	268
Asignación de exploración	100
Asignación de resguardo	45
Total	413

^{1/} Fuente: FMPED con datos de SENER a septiembre de 2022.

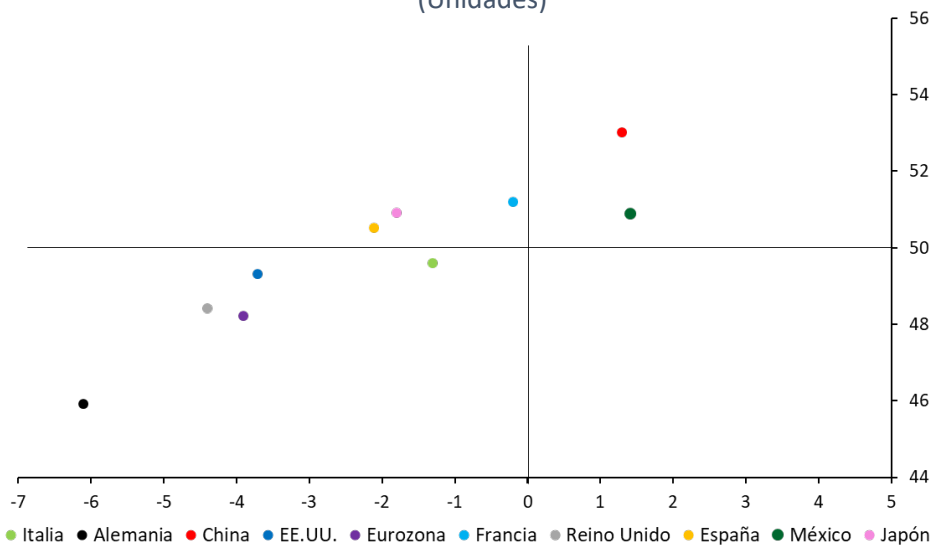
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el tercer trimestre predominó un sentimiento de aversión al riesgo en conjunto con una alta volatilidad en los mercados financieros internacionales. Esto respondió tanto a factores geopolíticos, así como a una perspectiva de menor crecimiento económico en un entorno de inflación elevada en diversas economías desarrolladas y emergentes. En este sentido, la mayoría de los indicadores adelantados de actividad económica, PMIs compuestos, mostraron un deterioro respecto a los niveles observados a inicios del trimestre. En el detalle, el indicador de Estados Unidos (EE.UU.), Alemania, Italia, la Eurozona y el Reino Unido, continúan en contracción, por debajo de las 50 unidades, mientras que Japón, España y Francia siguen en expansión, pero en un menor nivel que en junio (Gráfica 5).

Gráfica 5. Indicadores adelantados PMIs compuestos para países seleccionados
(Unidades)



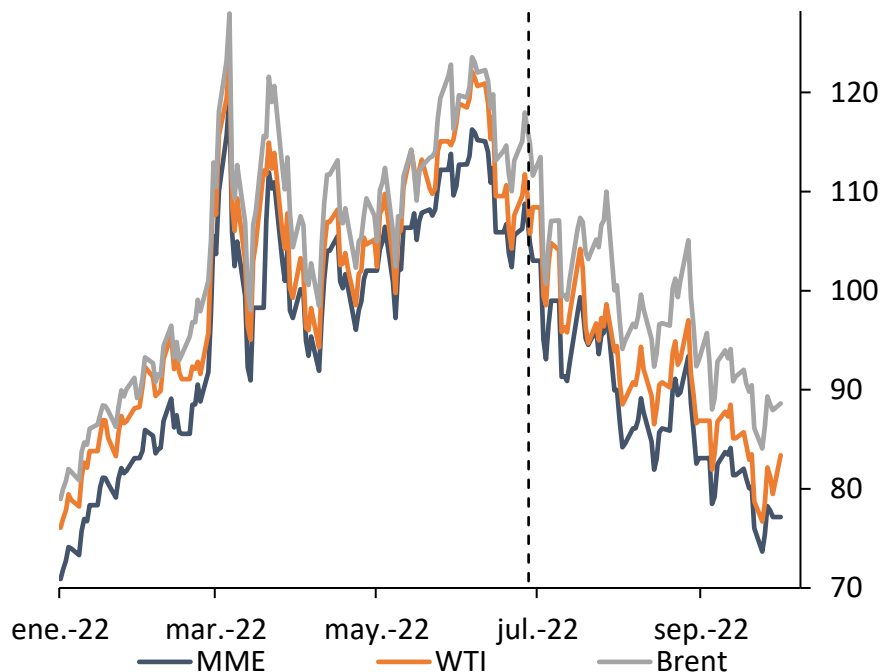
Fuente: Bloomberg.

PMIs 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.

Por otro lado, en lo referente a las tensiones geopolíticas, la guerra en Ucrania sigue generando presiones sobre las cadenas de suministro, al tiempo que la oferta de energéticos de Rusia hacia Europa permanece contenida y se anticipa que durante el invierno la situación se agrave aun más. Adicionalmente, durante el periodo se dio la anexión al territorio ruso de las repúblicas populares de Donetsk y Lugansk y de las regiones de Zaporizhzhia y Kherson, en el este y sur de Ucrania, respectivamente. Esto luego de que Ucrania lanzó contraofensivas en el noreste y sur del país, con lo que logró recuperar cerca del 10% del territorio en manos rusas. Lo anterior provocó la amenaza por parte de Rusia en cuanto al uso de armamento nuclear y un despliegue de más de 300 mil soldados nuevos a la zona de combate. A pesar de esto, las perspectivas de menor crecimiento económico a nivel global para 2023 y en particular en la Eurozona y el Reino Unido, así como la fortaleza generalizada del dólar americano, ocasionaron una corrección a la baja en los precios de los energéticos (Gráfica 6).

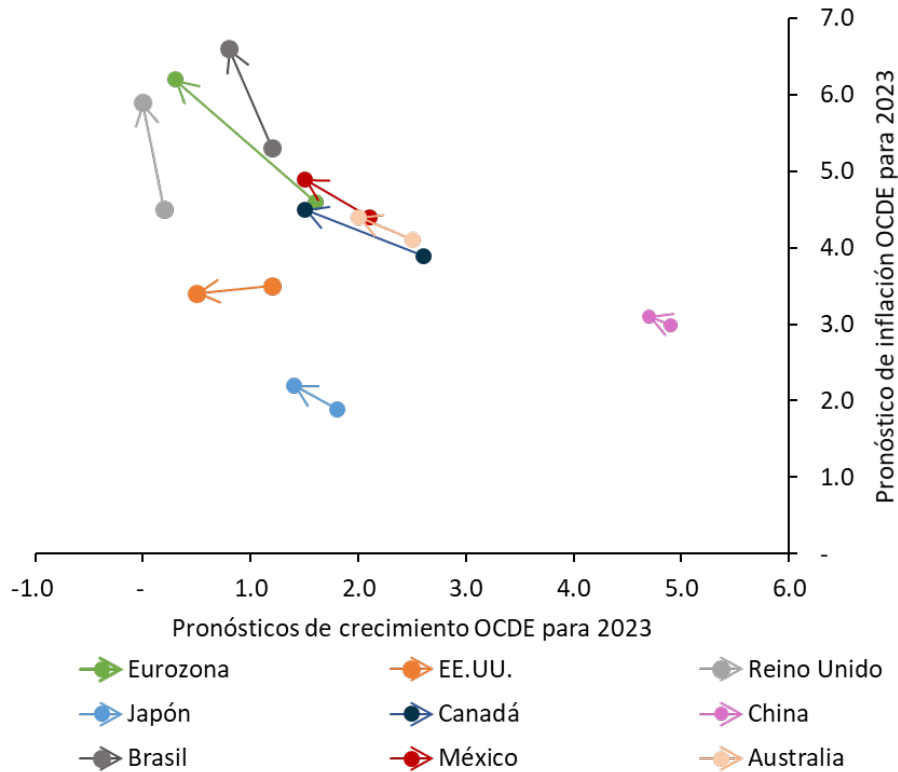
Al respecto, el estimado de crecimiento económico global para 2023, de acuerdo con la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), pasó de 2.8% a 2.2%. Por otro lado, los estimados de inflación de la OCDE para el mismo año siguen mostrando una tendencia alcista, superando los niveles máximos de hace unos meses para la mayoría de los países. (Gráfica 7)

Gráfica 6. Precios de crudos de referencia
(Dólares por barril)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 7. Inflación y crecimiento económico pronosticado por parte de la OCDE para 2023
(Porcentaje, cambio porcentual año a año)



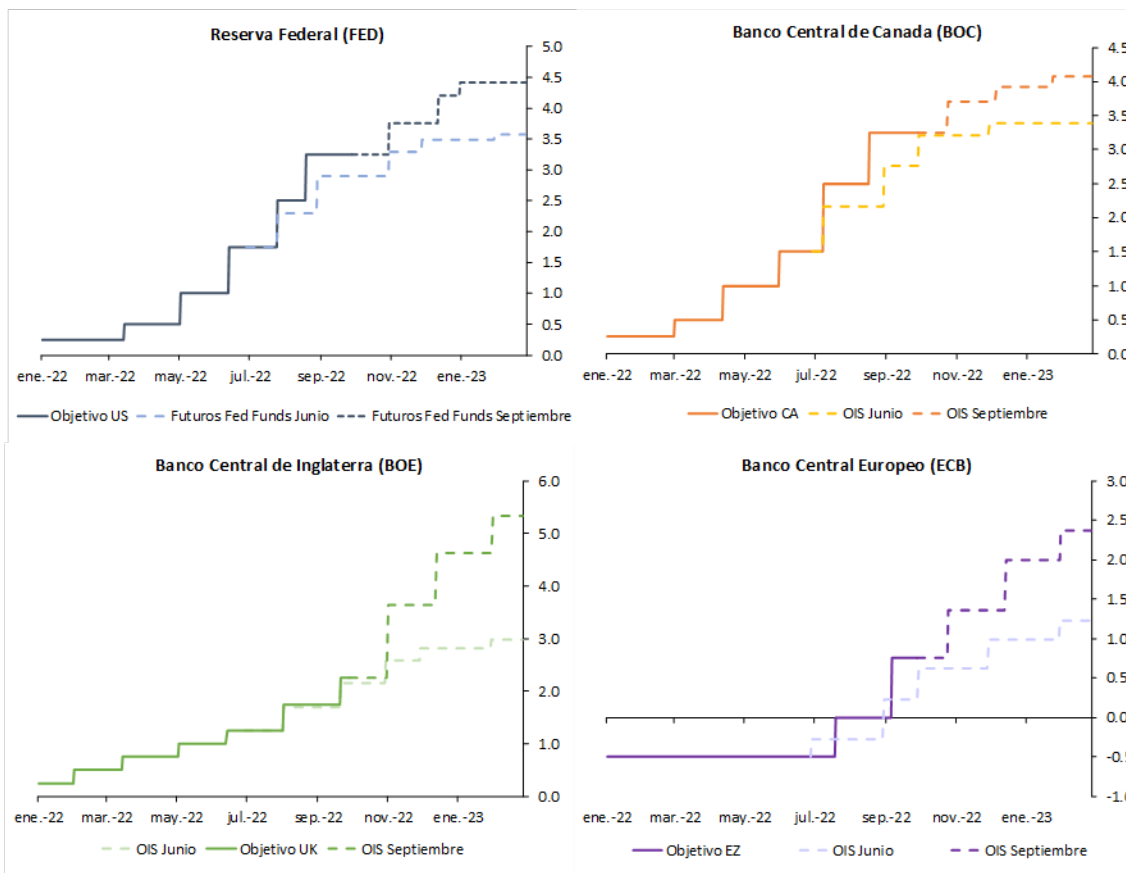
Fuente: OCDE

En línea con el entorno descrito, los principales Bancos Centrales se tornaron más restrictivos. Para el caso particular de la Reserva Federal (Fed), en su decisión de septiembre aumentaron el rango de la tasa objetivo en 75 puntos base (pb) ubicándola entre 3% y 3.25%. Asimismo, en el comunicado de política monetaria reconocieron que los indicadores de consumo y producción están creciendo a un ritmo lento, aunque reiteraron que el mercado laboral sigue mostrando fortaleza.

Por su parte, las revisiones a los pronósticos macroeconómicos de los miembros del Fed sorprendieron por el lado restrictivo, acentuando las expectativas de un posible escenario de estanflación. En particular, el crecimiento real esperado para el PIB pasó de 1.7% a 0.2% para 2022, mientras que para el 2023 se revisó a 1.2% desde 1.7%. En cuanto a las presiones inflacionarias, esperan que estas continúen al alza, pero con una moderación en los siguientes dos años. De hecho, la perspectiva para la lectura general se revisó a 5.4% desde 5.2% para 2022, mientras que para 2023 la proyección pasó de 2.6% a 2.8%.

La retórica y acción de política monetaria más restrictiva fue evidente en otros bancos centrales, por ejemplo, el Banco Central de Canadá (BoC) y el Banco Central Europeo (ECB) también aumentaron su tasa objetivo en 75 pb dejándola en 3.25% y 1.25% respectivamente. De manera similar, el Banco Central de Inglaterra (BOE) continuó con su proceso de normalización de la política monetaria, aumentando su tasa de referencia en 50 pb situándose esta en 2.25%. Adicionalmente, los participantes de los mercados financieros internacionales comenzaron a incorporar un ritmo de normalización en la política monetaria más acelerado, reflejado en las alzas implícitas en las tasas Overnight Index Swap (OIS) o futuros de fondos federales para el caso del Fed (Gráfica 8).

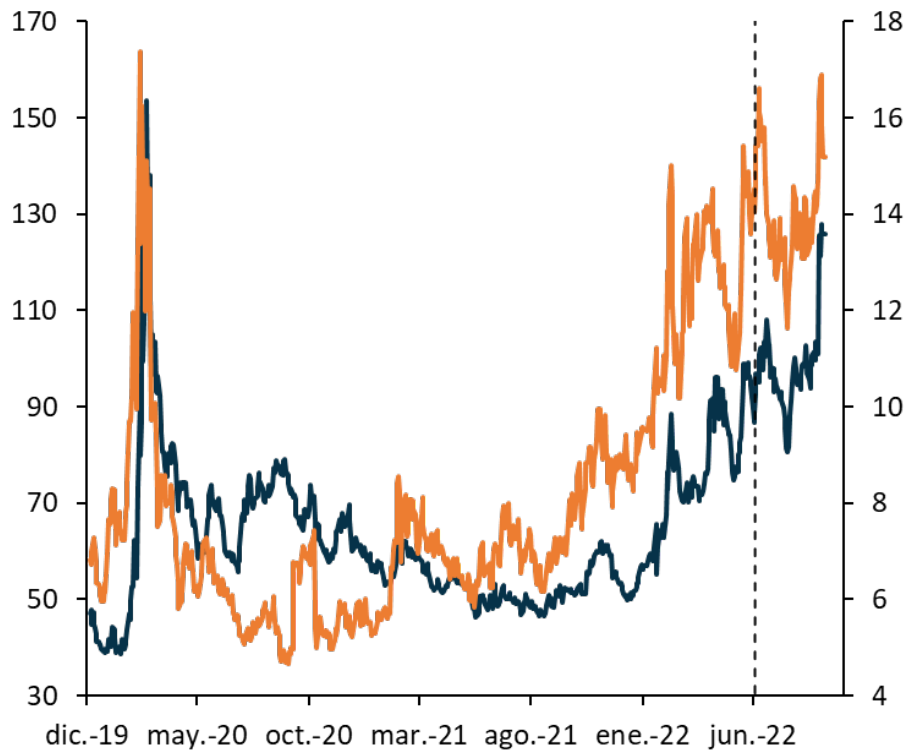
Gráfica 8. Tasas implícitas por OIS o futuros de fondos federales vs tasas realizadas
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Todo lo anterior resultó en un ambiente de volatilidad exacerbada en los mercados financieros internacionales. En los mercados de renta fija, el indicador de volatilidad sobre las opciones de notas del Tesoro de EE.UU., MOVE, alcanzó 158.99 pb, su nivel más alto desde marzo del 2020. En cuanto a los mercados cambiarios, el indicador CVIX mostró una clara tendencia al alza llegando hasta niveles que no se observaban desde que estalló la pandemia de COVID-19 de 13.78 pb (Gráfica 9).

Gráfica 9. Índices de volatilidades CVIX y MOVE
(Puntos base)



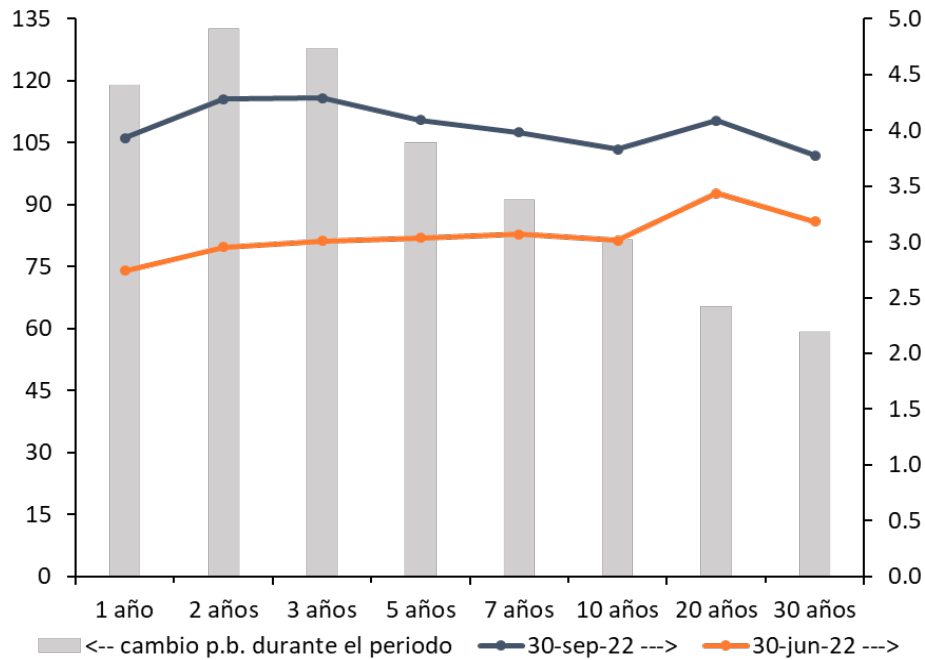
Fuente: Bloomberg.

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.

Así, los movimientos de los principales activos financieros fueron consistentes con un sentimiento negativo. Los índices accionarios presentaron decrementos generalizados de entre 2.7% y hasta 21.2% en el índice de Hong Kong. Destacando que en EE.UU. las pérdidas en el índice Nasdaq ascendieron a -32.4% acumulado en el año. En cuanto a los mercados de renta fija, la curva de las notas del Tesoro de EE.UU. mostró un aplanamiento de 51 pb donde las tasas de 2 años aumentaron 133 pb y las de 10 años subieron 82 pb (Gráfica 10). Por otro lado, los diferenciales entre las tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa cerraron el trimestre con un incremento de 4 pb, ubicándose en 159 pb, mientras que el diferencial de agencias cerró el periodo en 5 pb prácticamente sin cambios (Gráfica 11).

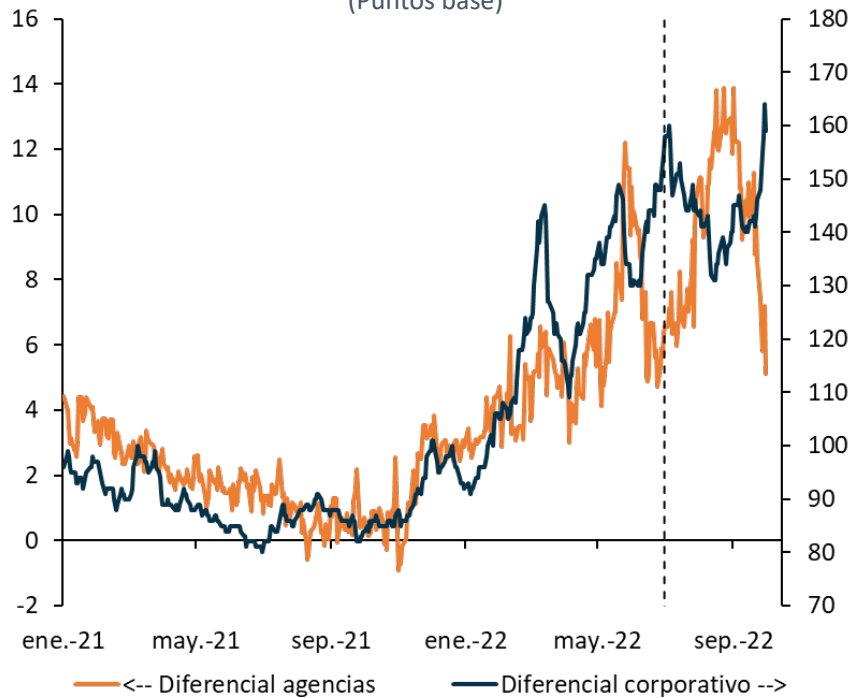
Gráfica 10. Curva de notas del Tesoro de EE.UU.
(Puntos base, porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 11. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.

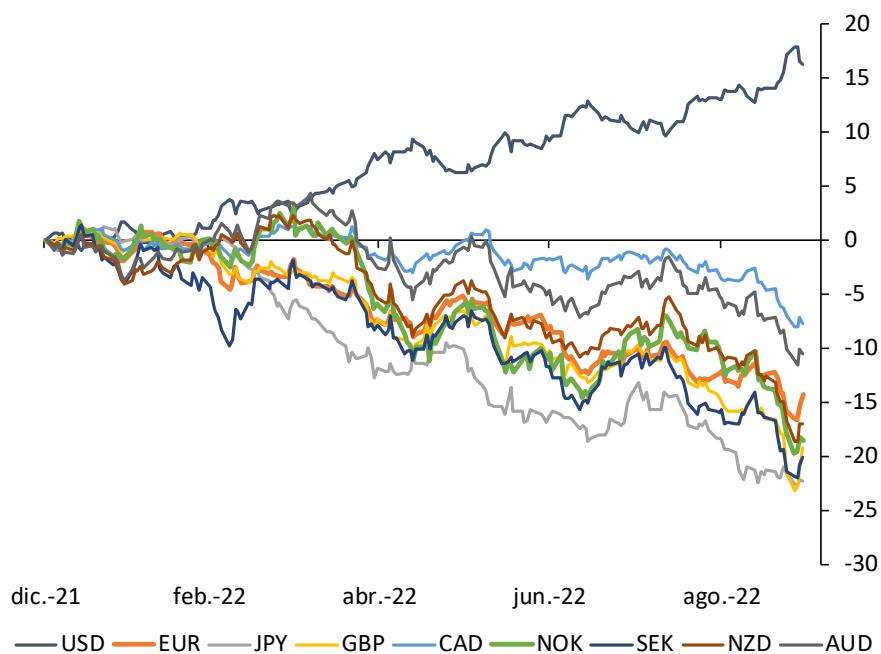
(Puntos base)



Fuente: Bloomberg

Finalmente, el dólar americano continuó fungiendo como divisa de refugio y mostró fortaleza durante el periodo frente a las principales divisas de países desarrollados. La postura de política monetaria más restrictiva del Fed, en términos relativos con la de otros países, contribuyó también a la apreciación de este. También vale la pena destacar que durante el trimestre la libra esterlina se debilitó de manera significativa después del anuncio de políticas fiscales expansivas que contemplaron recortes importantes a los impuestos, entre otras medidas. Dichas acciones por parte del gobierno británico se interpretaron con cierta cautela. En cuanto al Yen, la continua depreciación preocupó a las autoridades de Japón y decidieron intervenir en los mercados cambiarios, generando una corrección momentánea en la divisa (Gráfica 12).

Gráfica 12. Rendimiento acumulado para divisas seleccionadas
(Porcentaje)

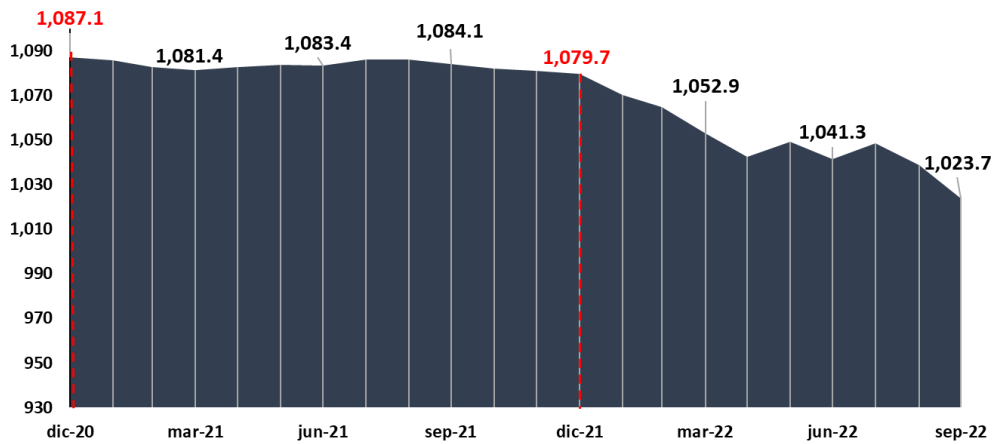


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

La cartera de inversión presentó un rendimiento negativo de 1.7%, cinco puntos base por arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,023.7 millones de dólares (mdd).

Gráfica 13. 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 14. Composición de la cartera de inversión al cierre de septiembre



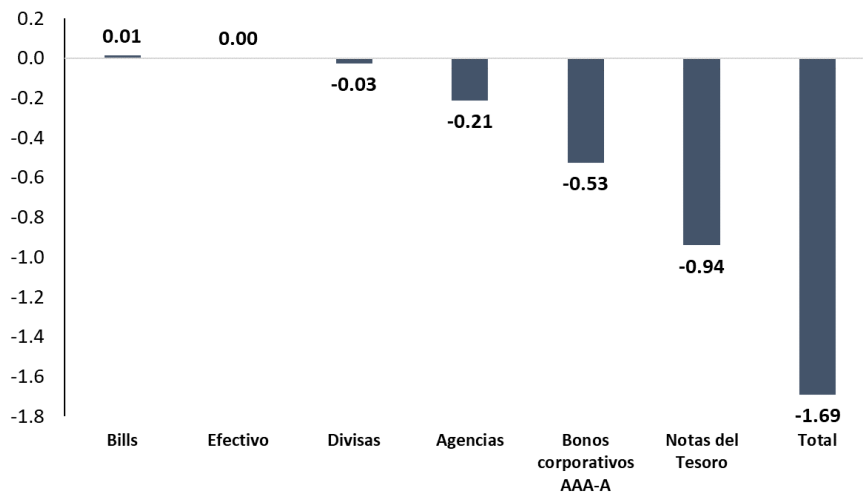
Rendimiento a vencimiento (%)	4.3
Duración modificada (%)	2.3

Publicada-Us o General

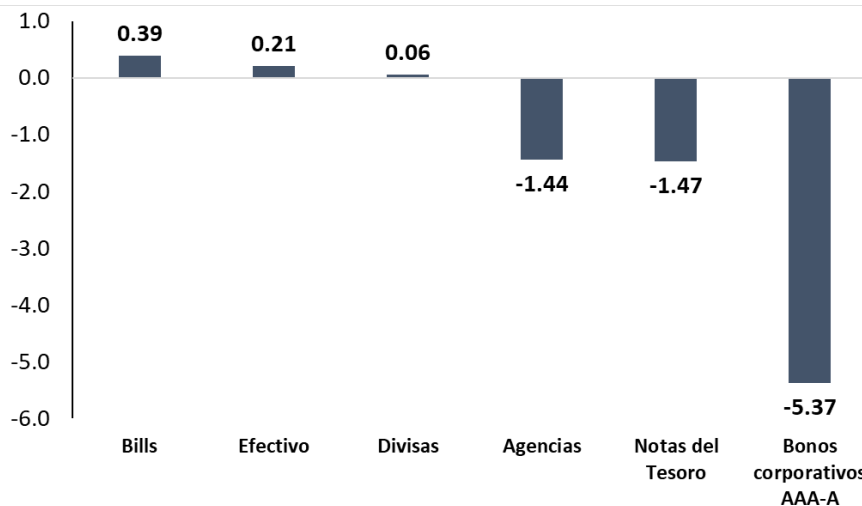
Información que ha sido publicada por el Banco de México

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño negativo tanto de las notas del Tesoro estadounidense como de los bonos corporativos, sectores que le restaron 94 y 53 puntos base al rendimiento total respectivamente. Este comportamiento se explica por el fuerte aumento 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 una disminución de 5.4% en el periodo. (Gráficas 15 y 16). Por el contrario, las notas a descuento aportaron 1 punto base al rendimiento.

Gráfica 15. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Porcentaje)

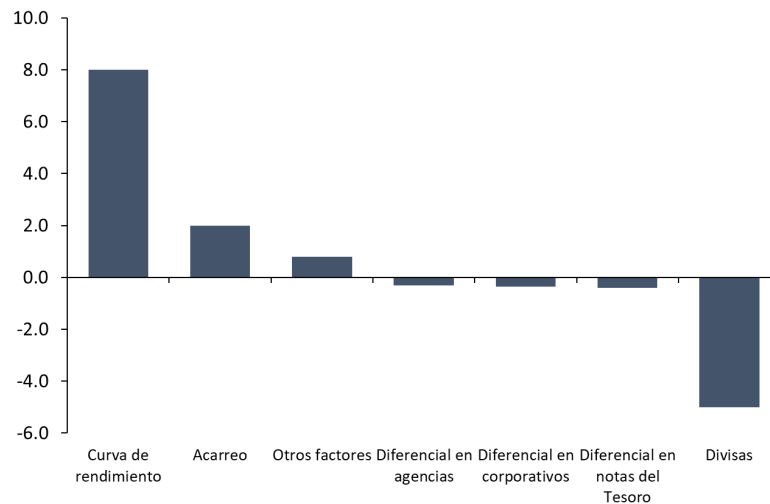


Gráfica 16. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Porcentaje)



En el detalle, los 5 puntos base de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores⁷. 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, 3 y 10 años. Por el contrario, el efecto negativo en el factor de divisas se debió a posiciones largas en el dólar canadiense contra el dólar de EE.UU. durante un periodo de fortaleza del dólar americano.

Gráfica 17. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Porcentaje)



La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras. Se puede observar que el efecto⁸ por asignación de activos fue el que más contribuyó con 6 puntos base siendo el sector de divisas que presentó el mejor desempeño como resultado de los depósitos a plazo en particular en el dólar canadiense. Por otra parte, los efectos de costos de transacción aportaron 3 puntos base como resultado de la compra y venta de instrumentos durante el periodo.

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

⁸ Los efectos de atribución 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.



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

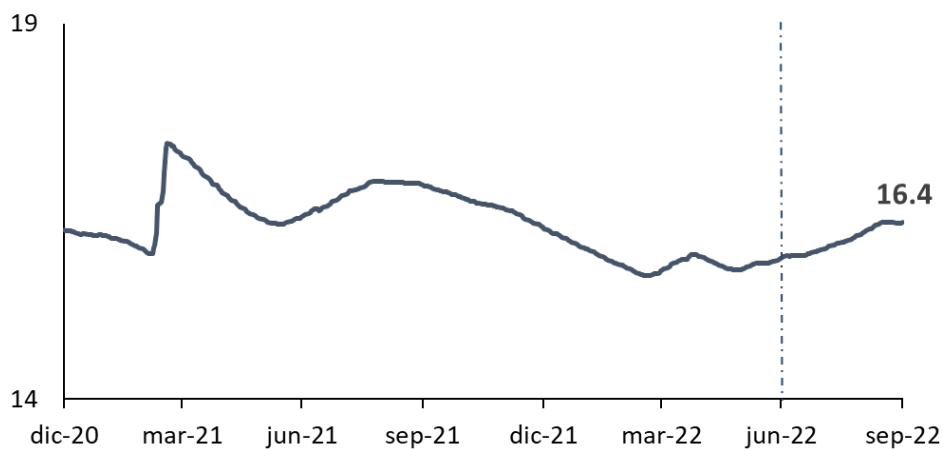
	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución
TOTAL	6	1	3	-5	5
Notas a descuento y Efectivo	-4	-1	0	0	-5
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	-3	4	2	0	3
Notas a rendimiento (10 años)	-2	0	3	0	0
Agencias	0	-1	0	0	-2
Divisas	15	0	-2	-5	9

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁹ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 16.4 puntos base, debajo del límite máximo permitido de 50 puntos base.

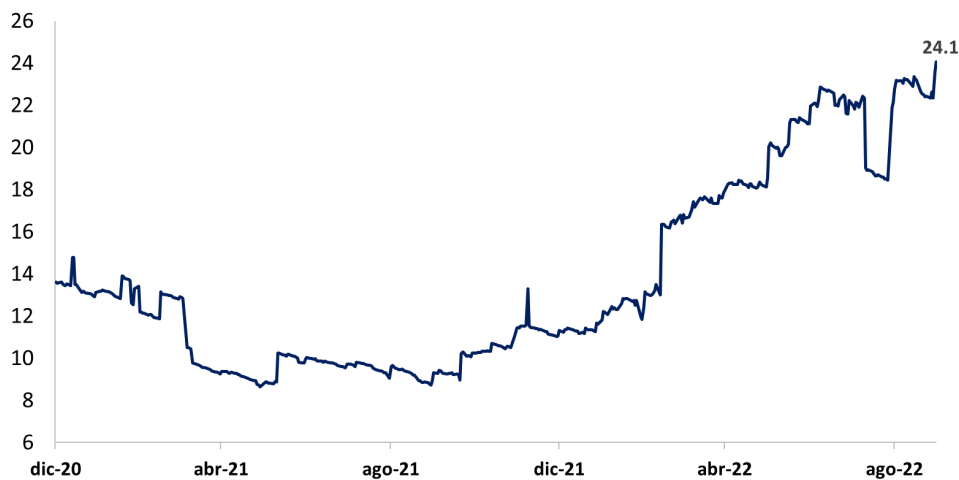
Gráfica 18. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)



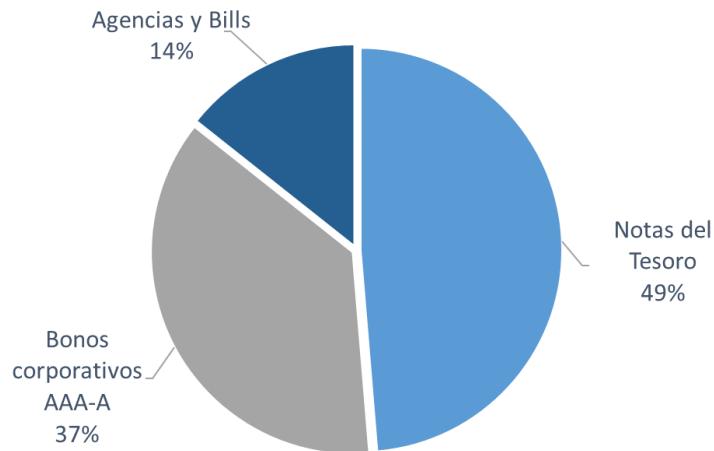
⁹ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

Por otra parte, el Valor de Riesgo¹⁰ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 24.1 puntos base (Gráfica 19) contra 21.1 puntos base observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 2.5 mdd 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 49%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 27%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 14% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 20). Se puede observar un incremento del VaR durante el segundo 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 19. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Puntos base)



Gráfica 20. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



¹⁰ 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

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
83%	3%	8%	0%	7%

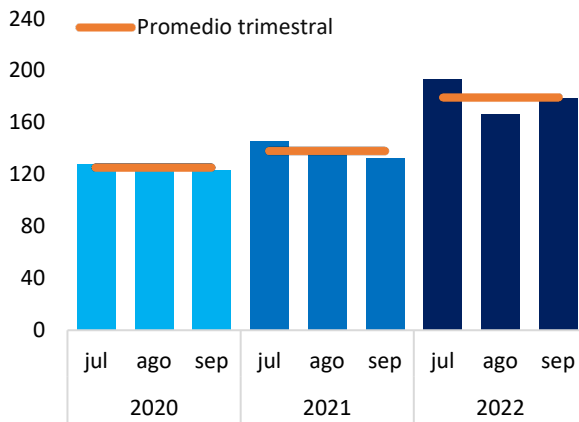
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el tercer trimestre el Fondo administró los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

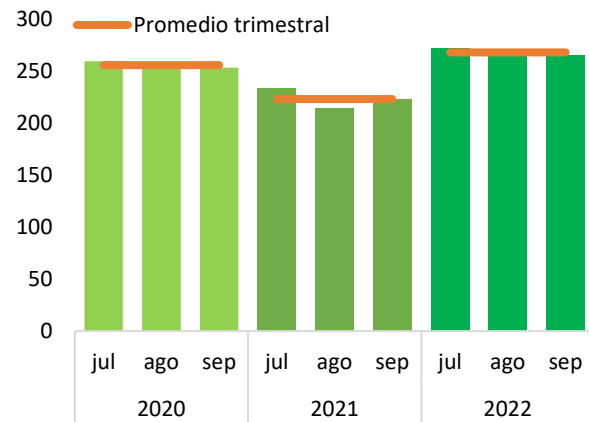
En el periodo la producción de petróleo promedió 179 miles de barriles día (mbd), lo que representa un incremento de 30% respecto al mismo periodo del 2021. Por su parte, la extracción de gas natural creció 20% con respecto al mismo periodo del año anterior, promediando 268 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos ¹ julio - septiembre

Gráfica 21. Petróleo
(Miles de barriles día)



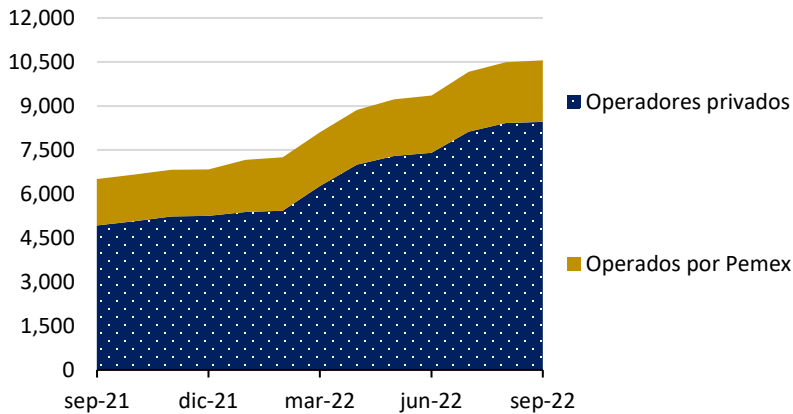
Gráfica 22. Gas natural
(Millones de pies cúbicos día)



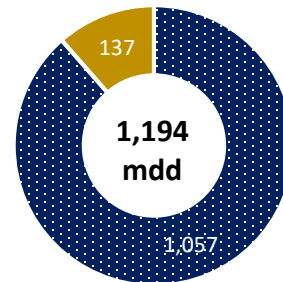
1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Los contratistas registraron en este periodo 1,194 mdd de inversiones, de los cuales el 84% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos en la modalidad de licencia. La inversión de los operadores privados fue de 1,057 mdd, lo que representa el 89% del monto total registrado.

Gráfica 23. Inversión acumulada por tipo de contratista
(Millones de dólares)

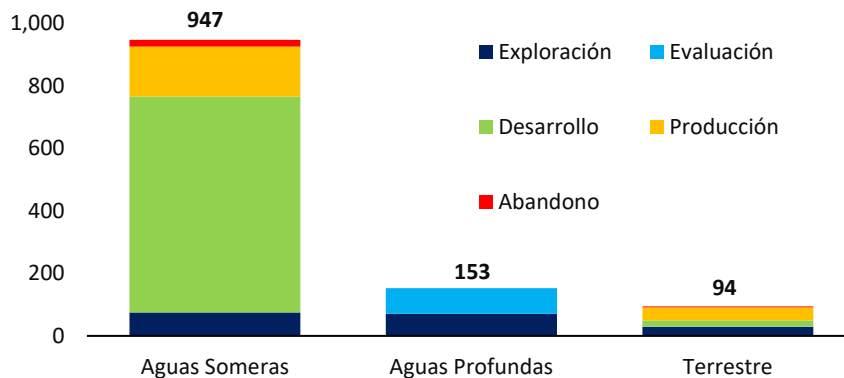


Gráfica 24. Inversión del trimestre por tipo de contratista
(Millones de dólares)



El 79% de las inversiones corresponden a contratos de aguas someras, seguido de los campos en aguas profundas (13%) y el resto en áreas terrestres.

Gráfica 25. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad
julio - septiembre
(Millones de dólares)



Fuente: FMP

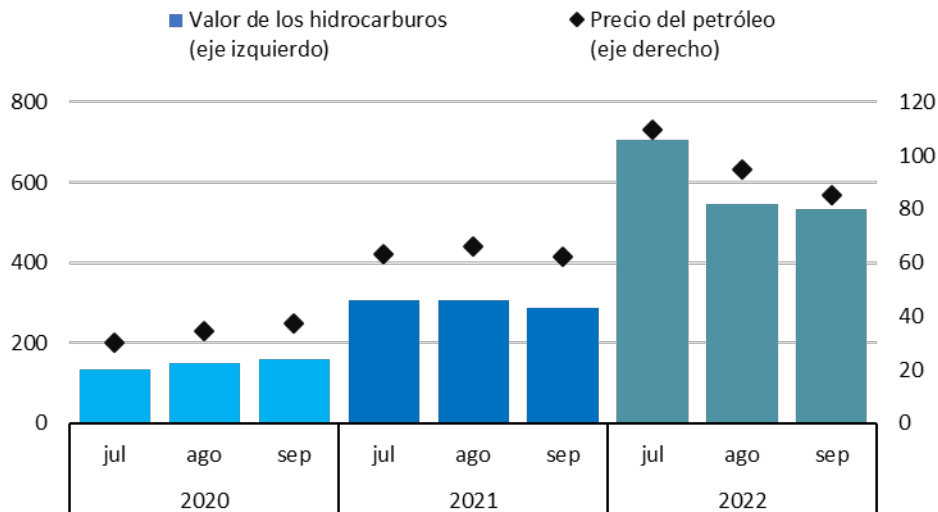
Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde el inicio de la vida de los contratos y hasta septiembre de 2022 ascienden a 10,555 mdd.

Por su parte, el valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,786 mdd, lo que representa un incremento del 3% con respecto a lo observado el trimestre anterior y un incremento de 98% con respecto al mismo trimestre del 2021.



El incremento anual se explica por un aumento del 51% en los precios del petróleo y de 30% en el volumen extraído de crudo.

Gráfica 26. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo^{1,2}
(Millones de dólares y dólares por barril)



1. Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

2. Las cifras incluyen los contratos en la modalidad de producción compartida y aquellos que se encuentran en áreas terrestres de la modalidad de licencia.

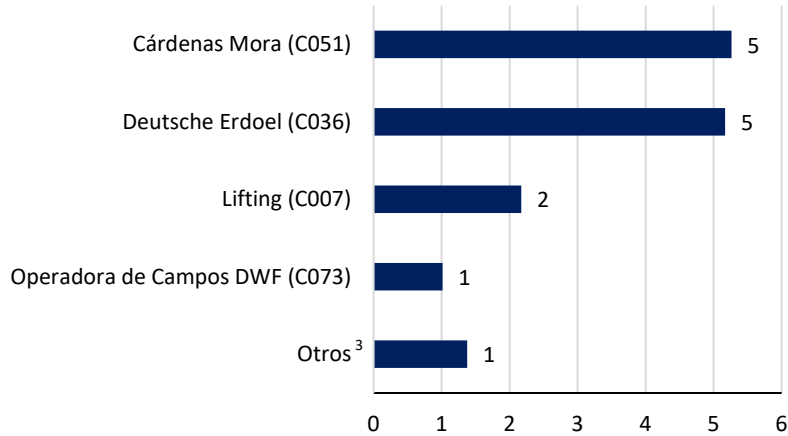
3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 27 de los 76 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 12 extrajeron petróleo, 24 gas natural y 22 condensados. La producción promedio¹¹ fue de 15 mbd de petróleo y 76 mmpcd de gas natural.

¹¹ Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días hábiles de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones de los contratos bajo la modalidad licencia en áreas terrestres, correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo corresponde a la de CNH.



Gráfica 27. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista ^{1 2 3}
julio - septiembre
(Miles de barriles día)



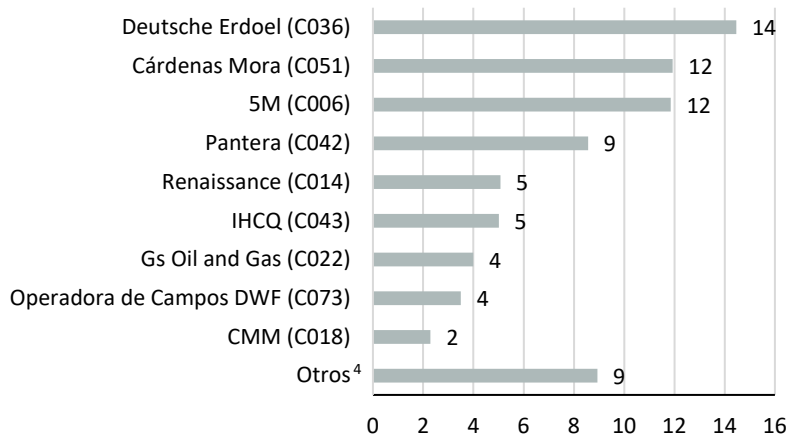
Fuente: FMP.

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Jaguar (C045), Diavaz (C013), Renaissance (C014), Perseus (C011), Óleum (C021) y Bloque VC 01 (C052).

Gráfica 28. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista ^{1 2 3}
julio - septiembre
(Millones de pies cúbicos día)



Fuente: FMP.

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 de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

4. Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Strata (C015), Strata (C023), Perseus (C012), Dunas (C019), Mareógrafo (C017), Jaguar (C045) y Perseus (C011).



El Fondo determinó¹² que el VCH alcanzó 189 mdd, de los cuales 64 mdd corresponden al Estado.

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1 2 3}
julio - septiembre
(Dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
jul-22	67,773,496	7,211,086	16,276,008	23,487,094
ago-22	63,428,907	6,294,727	15,269,987	21,564,714
sep-22	57,668,422	5,137,206	13,836,060	18,973,265
Total	188,870,825	18,643,019	45,382,055	64,025,073

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2022, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

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

Al interior de este cálculo, la regalía base en el periodo fue de casi 19 mdd, alcanzando dicho nivel gracias a los altos precios observados, que detonaron 208 tasas progresivas (Tabla 9), de las cuales 36 corresponden a petróleo, 119 a gas natural y 53 a condensados.

Tabla 9. Regalía Base ^{1 2}
julio - septiembre
(Porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima	Tasa máxima	Tasa promedio ³	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	12.96%	11.71%	16,195,376	86.87%
Gas natural asociado	NA	15.88%	6.27%	1,526,325	8.19%
Gas natural no asociado	0.00%	29.25%	2.30%	430,960	2.31%
Condensados	5.00%	20.23%	6.52%	490,357	2.63%
Total				18,643,019	100%

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

En lo correspondiente a la regalía adicional, que es aquella calculada aplicando la tasa ofrecida por los contratistas en las licitaciones¹³, se determinó un monto total para el periodo de 45 mdd.

¹² Para los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres.

¹³ 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 ^{1 2}

 julio - septiembre
 (Porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ³	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	130,450,899	16,958,617	37.4%
Ronda 1.3	54%	44,543,617	24,010,479	52.9%
Ronda 2.2	24%	5,142,815	1,215,955	2.7%
Ronda 2.3	37%	8,733,493	3,197,004	7.0%
Total		188,870,825	45,382,055	100%

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

2. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 6, apartado A, fracción IV, de la LISH.

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

El Fondo emitió 6 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para aquellos contratistas al corriente de sus pagos y retuvo 72, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

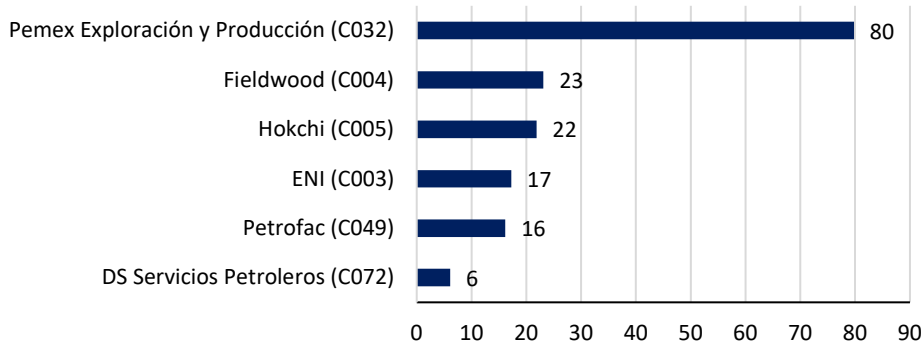
En el trimestre, como parte del proceso de cálculo de contraprestaciones de licencia, se realizaron ajustes para los contratos Cárdenas-Mora (C051) y Benavides Primavera (C006) por instrucción de la SHCP resultado de sus labores de verificación.

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, de los cuales cinco reportaron petróleo, condensados y gas natural asociado, uno gas natural no asociado y condensados y un contrato extrajo solamente petróleo. La producción promedio de dichos contratos durante el periodo fue de 164 mbd de petróleo y 192 mmpcd de gas natural.

El contrato Ek-Balam (C032) aportó el 49% del crudo extraído bajo la modalidad de producción compartida.

Gráfica 29. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista^{1 2}
julio - septiembre
(Miles de barriles día)

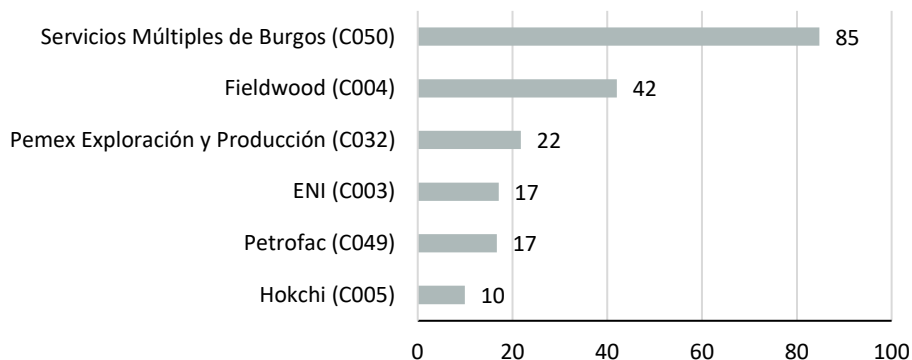


Fuente: FMP.

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Gráfica 30. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista^{1 2 3}
julio - septiembre
(Millones de pies cúbicos día)



Fuente: FMP.

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 de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los contratos de producción compartida consideran dos contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la extracción de hidrocarburos: la regalía base y la participación del Estado 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 de los contratos de producción compartida que se encuentran en etapa de producción comercial regular se pagan en especie, con excepción de la cuota exploratoria.

Para calcular las contraprestaciones en especie que le corresponden a cada una de las partes se requiere inicialmente calcular el VCH, el cual en el trimestre ascendió a 1,597 mdd.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida ^{1 2}
julio – septiembre
(Dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
jul-22	637,974,228	587,933,749	46,242,279	3,798,200
ago-22	482,400,665	441,340,958	37,797,496	3,262,211
sep-22	476,386,708	430,327,243	43,348,871	2,710,594
Total	1,596,761,601	1,459,601,950	127,388,646	9,771,005

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Conforme a los cálculos realizados por el Fondo, la distribución final de los hidrocarburos que le correspondió a cada una de las partes del contrato fue la siguiente:

Tabla 12. Distribución final de la producción ^{1 2}
julio - septiembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (billones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	7,897	7,665	81
Pemex	3,062	3,545	37
Operadores privados	4,156	7,004	60
Total	15,115	18,214	177

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

En el trimestre se recalcularon las contraprestaciones de aproximadamente 165 periodos correspondientes a 10 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado tanto de modificaciones realizadas por la CNH a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones, como por la incorporación de información de presupuestos 2021 y 2022 que dicha Comisión cargó en el sistema informático del Fondo en este periodo. Finalmente, el Fondo rectificó información para dos contratos.

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 717 mdd 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 para los periodos de mayo a julio de 2022 y dos complementos de pago asociados al periodo de abril de 2022.



Tabla 13. Ingresos por comercialización ¹
julio – septiembre
(Millones de dólares)

Comercializador	Importe²
P.M.I. ³	717.01

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 44 mil dólares.

3. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Durante el tercer trimestre, el comercializador del Estado recibió el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

Tabla 14. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado ¹
julio – septiembre
(Dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
PMI ²	26,160,106

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (004) y Hokchi (C005).

2. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

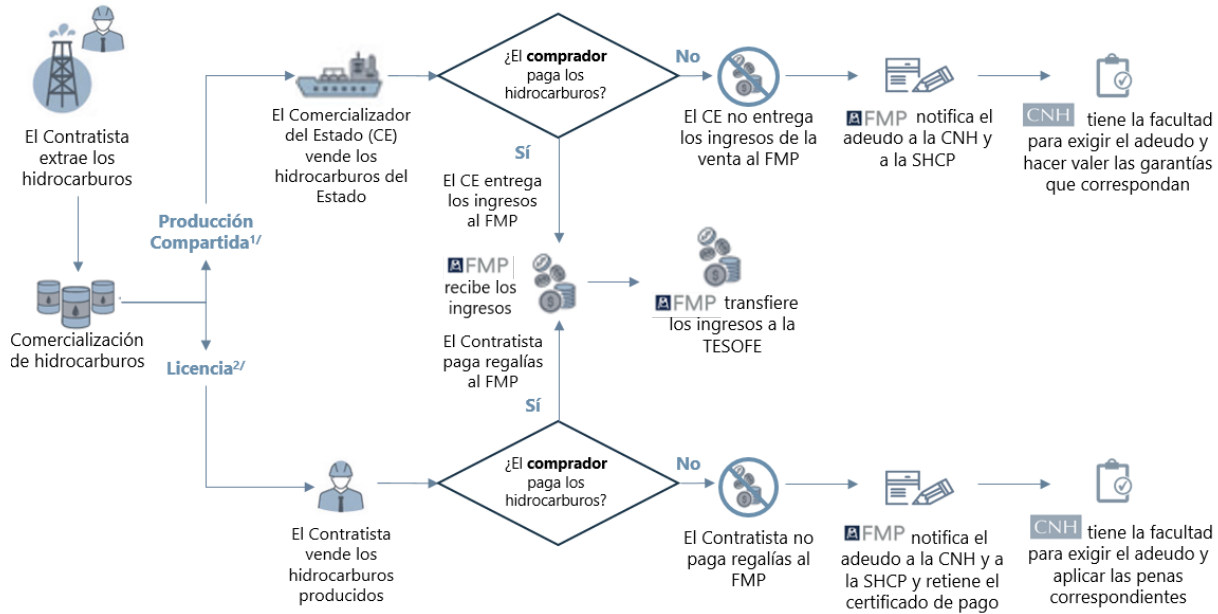
Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 2,420 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹⁴.

3.3 Contraprestaciones pendientes de pago al Estado de las actividades de extracción de hidrocarburos

Al 30 de septiembre, las contraprestaciones pendientes de pago al Estado aumentaron en 16% respecto de lo observado el trimestre previo y ascienden a 46.1 mdd.

¹⁴ 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.

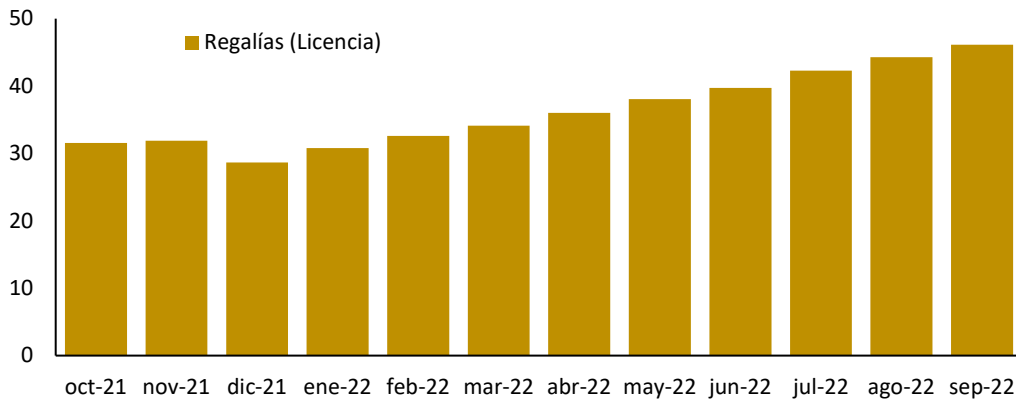
Diagrama 1. Contraprestaciones pendientes de pago al Estado



1/ Para los contratos de Producción Compartida, los hidrocarburos se reparten entre el Estado (CNH) y el contratista aplicando criterios de factibilidad técnica y con base en la distribución provisional instruida por el FMP derivado del cálculo de contraprestaciones, la cual es publicada en el SIPAC a más tardar el día 17 hábil bancario de cada mes. Posteriormente, la CNH entrega los hidrocarburos que le corresponden al Comercializador del Estado para su venta.

2/ Para los contratos de Licencia, la Transmisión Onerosa de los hidrocarburos extraídos es la contraprestación a favor del contratista, si y solo si éste realiza el pago completo de las contraprestaciones a favor del Estado que el FMP calcula conforme al Anexo 3 del contrato y publica en el SIPAC a más tardar el día 17 hábil bancario de cada mes, y el contratista se encuentra al corriente de sus obligaciones contractuales, el FMP emite el Certificado de Pago correspondiente.

Gráfica 31. Adeudos al Estado acumulados (Millones de dólares)



4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Durante el trimestre, los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la operación del fideicomiso ascendieron a 20,866,912 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 15. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
julio-septiembre
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	3er Trimestre
Recursos Humanos	12.4
Costos de Ocupación	1.5
Tecnologías de la Información	3.9
Otros Gastos de Operación	0.1
Subtotal	17.9
IVA	2.9
Total	20.8

^{1/} Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo

4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

Se agregan los estados financieros como Anexo al presente informe.

4.3. Otras actividades relevantes

a. Transparencia y acceso a la información pública

i. Atención a solicitudes de acceso a la información

Durante el tercer trimestre el Fondo recibió 15 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas: a) información sobre fideicomisos; b) recursos humanos y materiales; c) precio del barril de petróleo. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

ii. Publicación de estadísticas

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la LISH, el Fondo publicó de manera mensual las estadísticas correspondientes al periodo que se reporta en la infraestructura Sistema de Información Económica de Banxico (SIE-Banxico). Actualmente, el Fondo actualiza de forma mensual 4,386 series estadísticas, 439 cuadros analíticos y 6 estructuras de información.

**iii. Estrategia de comunicación**

En este trimestre, con la finalidad de fomentar el acceso a la información y fortalecer la protección de los datos personales, se crearon en el sitio web del Fondo las secciones *Transparencia y Datos personales*, las cuales se encuentran en la página de inicio para facilitar al usuario su ubicación.

b. Fiscalización y Control Interno**i. Auditor Interno**

Durante el desarrollo de la auditoría GAS-12/22, 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.

ii. Auditor Externo

En septiembre la firma de auditoría que funge como auditor externo del Fondo inició la revisión de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2022.

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información realizados por el auditor externo.

iii. Fortalecimiento al Control Interno

Durante este periodo y como parte de los esfuerzos enmarcados en el plan de trabajo de ciberseguridad institucional, se implementaron controles tendientes a monitorear el flujo de la información que maneja el Fondo y establecer mecanismos que eviten su extracción no autorizada.

c. Talleres para contratistas

En septiembre se realizó el tercer taller virtual del año destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para registrar la información acerca de las actividades de exploración, producción, así como las inversiones realizadas, donde se contó con la participación de la SHCP y la SENER.



Anexo. Estados financieros