

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
octubre-diciembre 2022**

Ciudad de México, 26 de enero de 2023

INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE-DICIEMBRE 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.

De igual forma, se incluye el reporte anual que debe rendir el Delegado Fiduciario Especial respecto al cumplimiento de los “Lineamientos para evitar el conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, conforme al acuerdo del Comité Técnico del 8 de diciembre de 2014.

Finalmente, se informa al Comité Técnico del monto que el Fondo debe acumular conforme a los lineamientos contenidos en los “Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación del Fondo”, aprobados por el referido órgano colegiado en sesión del 27 de abril de 2018.



Contenido

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesepe) 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	13
2.2. Administración de riesgos	16
a. Cumplimiento de límites de riesgo	16
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	18
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS .	19
3.1. Contratos de licencia con producción	21
3.2. Contratos de producción compartida con producción	24
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	30
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. Publicación de estadísticas	30
iii. Estrategia de comunicación	31
b. Fiscalización y Control Interno	31
c. Talleres para contratistas	32
d. Calendario de Transferencias	32
e. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación	32
f. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco	32
Anexo. Estados financieros	33

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 544 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 151,168 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 81.3% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 18.4% y los de exploración el 0.3%.

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

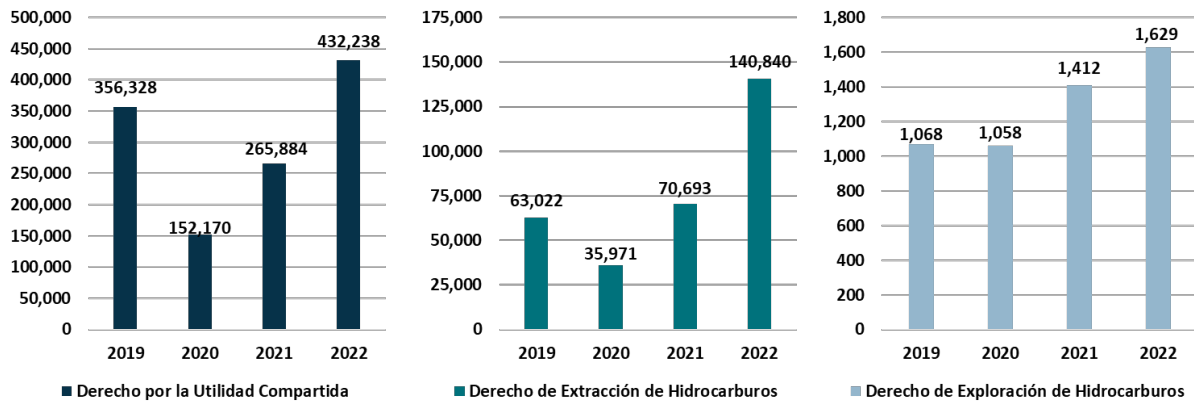
	octubre - diciembre 2021	octubre - diciembre 2022	Δ% (2022 vs. 2021)
Derecho por la Utilidad Compartida	81,439	122,964	51%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	23,314	27,793	19%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	381	411	8%
Total	105,134	151,168	44%

En el cuarto trimestre destaca el incremento en los ingresos respecto del mismo periodo del año anterior, lo cual se explica por precios del petróleo más altos que los del año anterior, el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) fue de 75 dólares por barril en el último trimestre, mientras que en el mismo periodo del año previo, el promedio se encontró alrededor de los 72 dólares por barril.

A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a diciembre 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-diciembre
(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/}
octubre-diciembre
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	497	
Regalía Adicional		35
Regalía Base		13
Penas convencionales ^{3/}		40
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{4/}		751
Total	497	840

^{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 40,446,216 dólares.

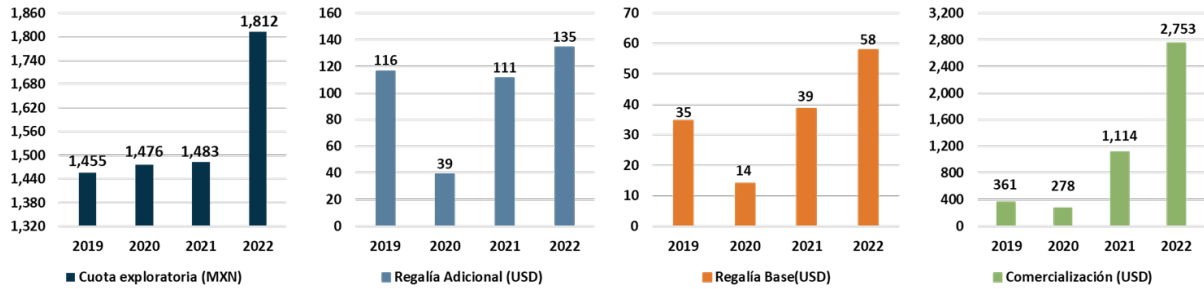
^{4/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 143,376 dólares.

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 – diciembre
(Millones)



Los ingresos provenientes de los contratos durante 2022 resultaron por arriba a los de años previos. Lo anterior se explica principalmente por el aumento en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional observado durante el primer semestre del año.

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/}
 octubre-diciembre
 (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	805
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)	219,698
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	47
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	219,651
Total	220,507

^{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.

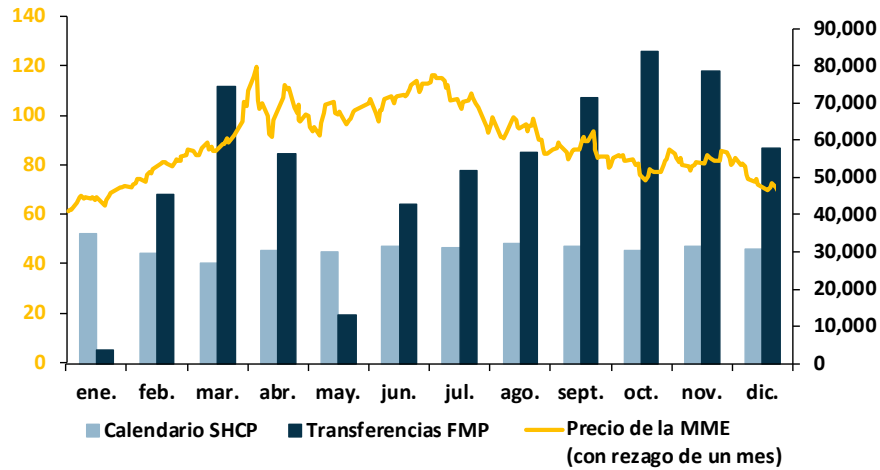
Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el cuarto trimestre ascendieron a 220,507 millones de pesos, acumulando en 2022 un total de 636,332 millones de pesos, equivalentes al 2.3% del PIB estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2022, considerando que el precio promedio del petróleo se ubicó en 89.51 dólares por barril en el año. 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.

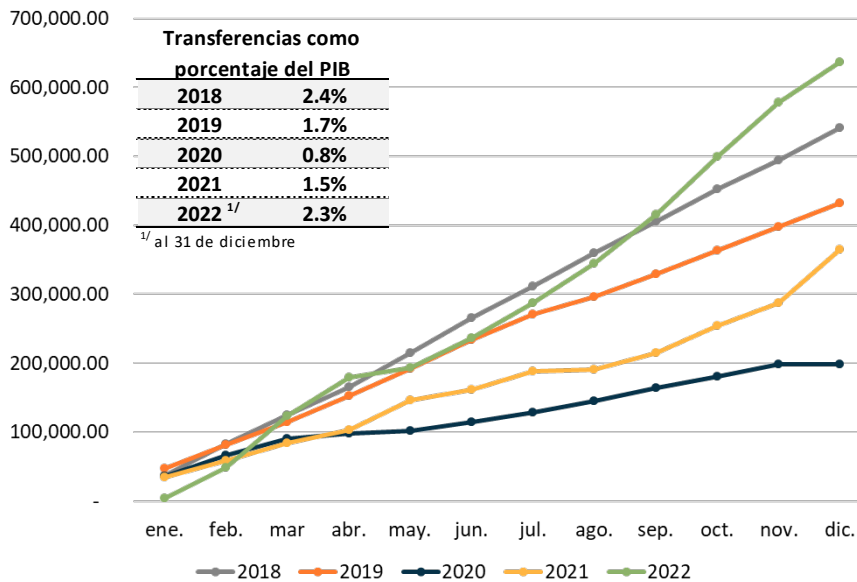
⁵ Séptima Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022 y su Anexo 1-A. Primera versión anticipada, publicada el 25 de agosto en la página de internet del SAT.

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 cuarto trimestre de 2022, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 1 convenio modificatorio a un contrato, 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 2 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 la constancia correspondiente.

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

Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de diciembre de 2022

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 31 de diciembre de 2022^{1/}

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

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

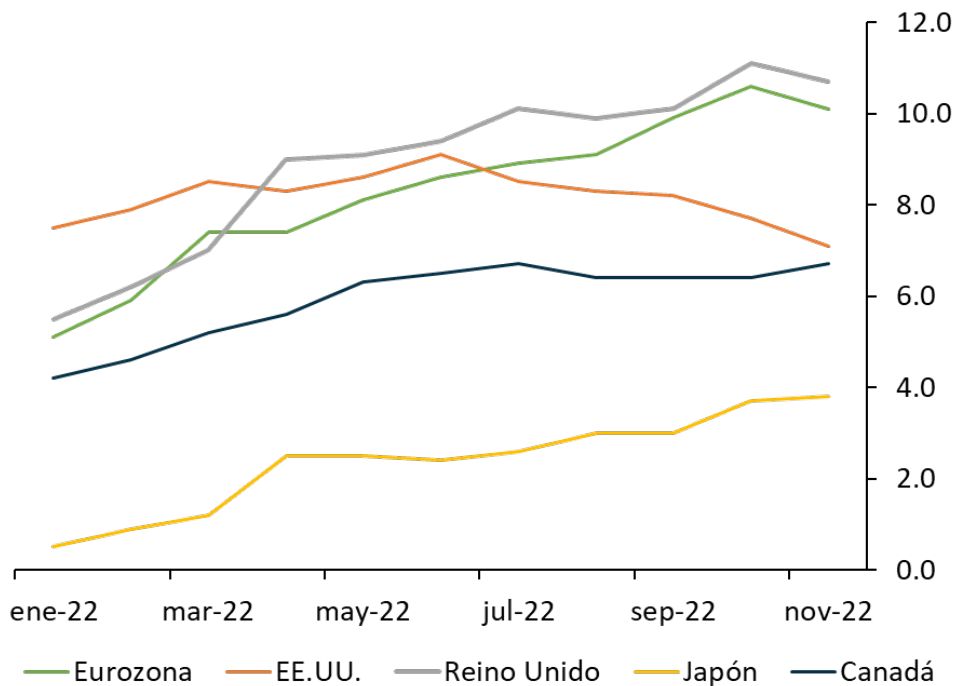
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el último trimestre del 2022, predominó un sentimiento de apetito por riesgo en los mercados financieros internacionales. Esto respondió principalmente a la desaceleración de la inflación en Estados Unidos (EE.UU.) la cual, a pesar de seguir en niveles elevados pasó de 7.7% a 7.1% tras haber alcanzado un nivel máximo de 9.1% en junio. Vale la pena destacar que este contexto de menores presiones inflacionarias se observó en varias economías alrededor del mundo (Gráfica 5).

Gráfica 5. Inflación para países seleccionados
(% año a año)



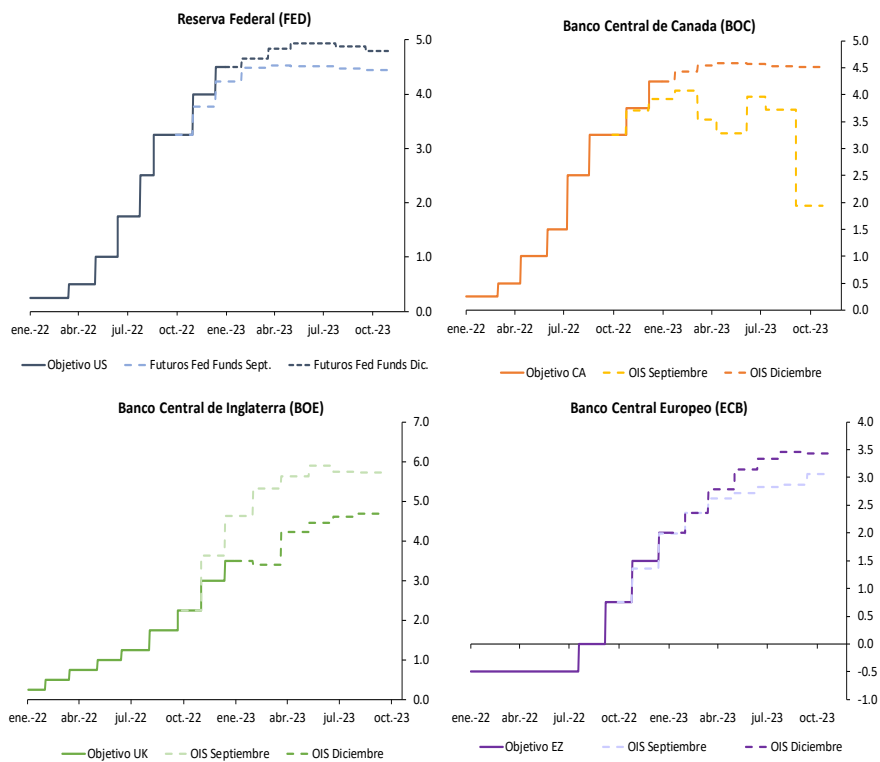
Fuente: Bloomberg

A pesar de que se observó un menor dinamismo en el nivel de precios, los distintos bancos centrales argumentaron que la postura de política monetaria debería seguir siendo restrictiva para llevar la inflación de manera sostenida al objetivo. En particular, en su última reunión de política monetaria, la Reserva Federal (Fed) aumentó su tasa en 50 puntos base, dejándola en un rango de entre 4.25% y 4.5%, tras haberla incrementado en 75 puntos base en cada una de sus cuatro reuniones anteriores. Sin embargo, el FOMC reconoció que la inflación sigue lejos de su objetivo, por lo que la tasa de referencia deberá seguir subiendo, incluso más de lo que habían estimado anteriormente. Con esto, las proyecciones sobre la trayectoria de la tasa de fondeo federal señalan un nivel de tasa terminal de

entre 5% y 5.25%, 50 pb por arriba del estimado de septiembre. Adicionalmente, pronostican una desaceleración en el crecimiento, pero sin llegar a consolidar una recesión pronunciada. En lo que respecta a la inflación, estiman que se encuentre por arriba del objetivo del banco el siguiente año. En el detalle, anticipan un crecimiento de 0.5% para el 2023, comparado con el 1.2% anticipado en septiembre y una inflación de 3.1%, por arriba del 2.8% de las expectativas anteriores.

En otras regiones, como en la Eurozona y Japón, el nivel máximo de inflación en el año se alcanzó en el cuarto trimestre. Con esto, el Banco Central Europeo (ECB) no ha relajado su postura restrictiva, señalando que van a mantener el mismo ritmo de incrementos de tasas en las próximas reuniones. (Gráfica 6).

Gráfica 6. Tasas implícitas por OIS o futuros de Fed Funds



Fuente: Bloomberg

Por otro lado, en su última reunión de política monetaria, el Banco Central de Japón (BOJ) modificó su política de control de curva, permitiendo que la tasa de diez años llegue a 0.5%, cuando previamente el límite se encontraba en 0.25%. Esta medida, según analistas, podría ser el primer paso del organismo central para abrir la puerta a un posible incremento de tasas del próximo año.

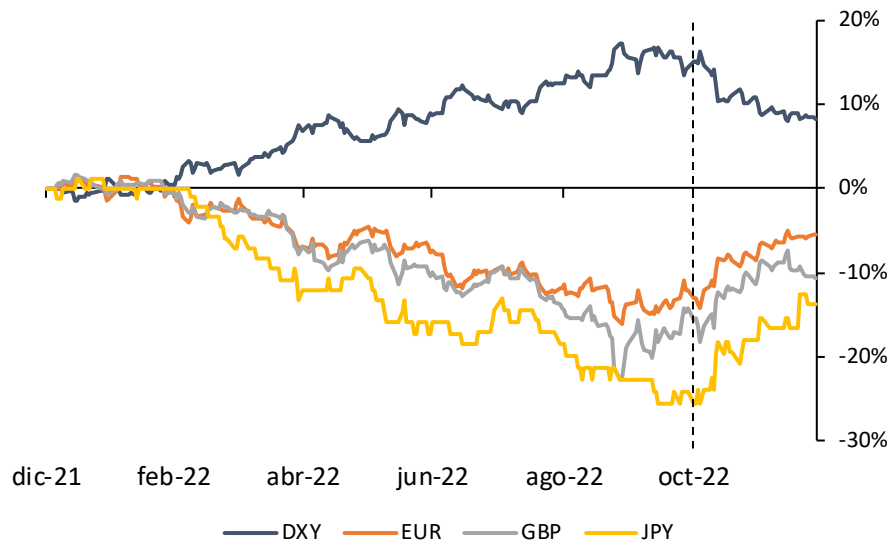
A consecuencia de lo antes mencionado, el Fed dejó de ser el banco central desarrollado con la postura más restrictiva, como había sido en los primeros tres trimestres del año. Esto se reflejó en los mercados cambiarios donde el índice DXY se apreció 17% entre enero y octubre, y se depreció 7% en los últimos tres meses del año. Por su parte, en el Reino Unido la libra también registró una apreciación importante frente al dólar. Sin embargo, este movimiento no respondió a temas de política monetaria, de hecho,

Publicada-Usa General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

los mercados anticipan que la tasa alcanzará un nivel máximo mucho menor al esperado hace tres meses. La fortaleza se debió principalmente a temas políticos dentro del Reino Unido; tras solamente 44 días en el poder, la primera ministra Liz Truss renunció a su cargo el 20 de octubre, convirtiéndose en el gobierno más corto de la historia del país. La decisión se tomó luego del repudio de los mercados financieros a su paquete de recortes de impuestos de 161 mil millones de libras. Su sucesor, Rishi Sunak, anunció un paquete de incrementos de impuestos de 55 mil millones de libras, enfocado principalmente en los salarios de la clase alta, que regresó la estabilidad a los mercados británicos (Gráfica 7).

Gráfica 7. Rendimiento de divisas seleccionadas
(%)

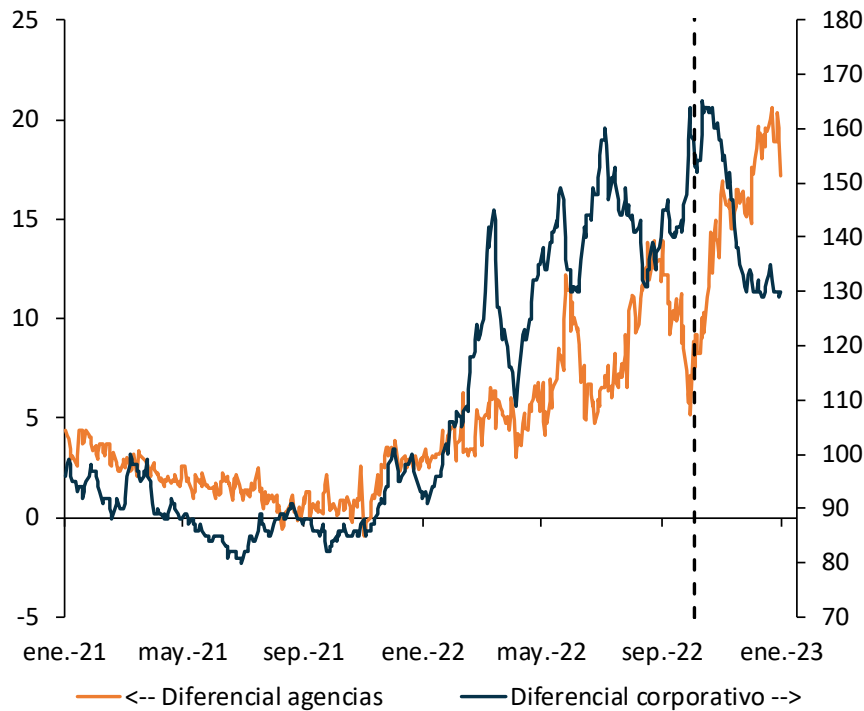


Fuente: Bloomberg

Los movimientos de los índices accionarios fueron consistentes con el sentimiento optimista, presentando incrementos de hasta 15.4% en el Dow Jones y 7% en el S&P. El Nasdaq fue el único índice estadounidense con disminuciones, cayendo 1% en el trimestre, con lo que perdió un tercio de su valor en el año, siendo el sector tecnológico el más sensible a los incrementos de tasas. En Asia también vimos ganancias de hasta 14.9%, reflejando el relajamiento de las medidas de “Covid Cero” en China.

En los mercados de renta fija, observamos movimientos relativamente acotados en Estados Unidos, con lo que la curva de las notas del Tesoro mostró un aplanamiento de 10 puntos base, donde las tasas de dos años aumentaron 15 pb y las de 10 años subieron 5, un contraste importante con el trimestre anterior, donde las tasas de dos y diez años subieron 133 pb y 82 pb respectivamente. Estos movimientos abruptos se siguieron observando en Europa y en el Reino Unido donde la tasa del Bund de dos años subió 101 puntos base en el período, mientras que la del Gilt de 2 años bajó 66 pb. Por otro lado, los diferenciales entre las tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa cerraron el trimestre en 130 pb, lo que representa un decremento de 29 pb, mientras que el diferencial de agencias subió de 5 a 17 pb (Gráfica 8).

Gráfica 8. Diferencial de Agencias y de bonos corporativos
(Puntos base)

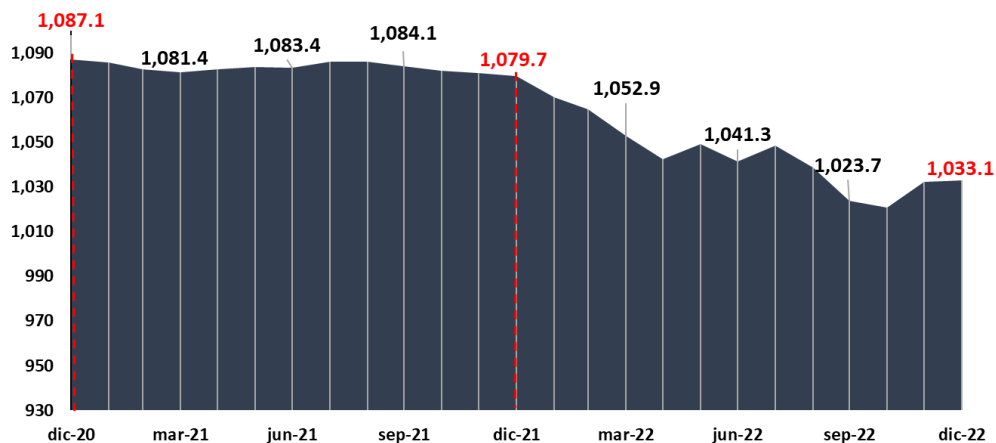


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

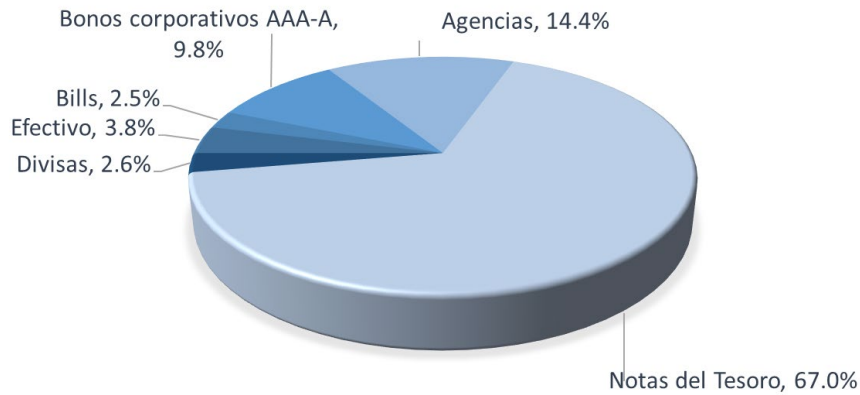
La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 0.9%, tres puntos base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,033.1 millones de dólares (mdd).

Gráfica 9. 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.

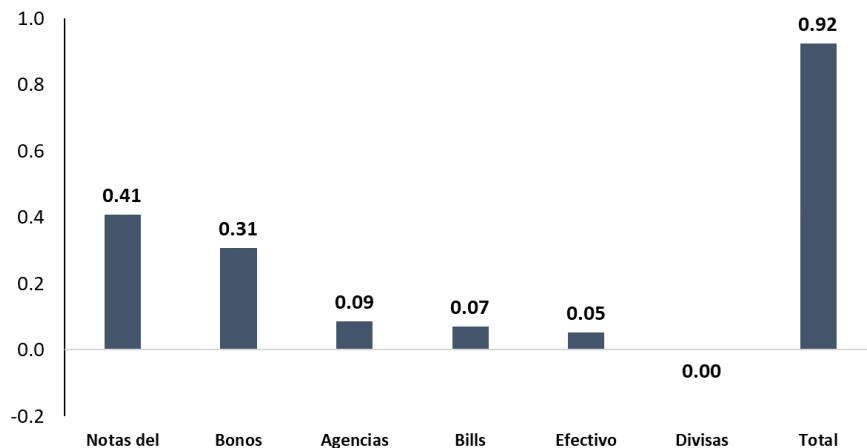
Gráfica 10. Composición de la cartera de inversión al cierre de diciembre



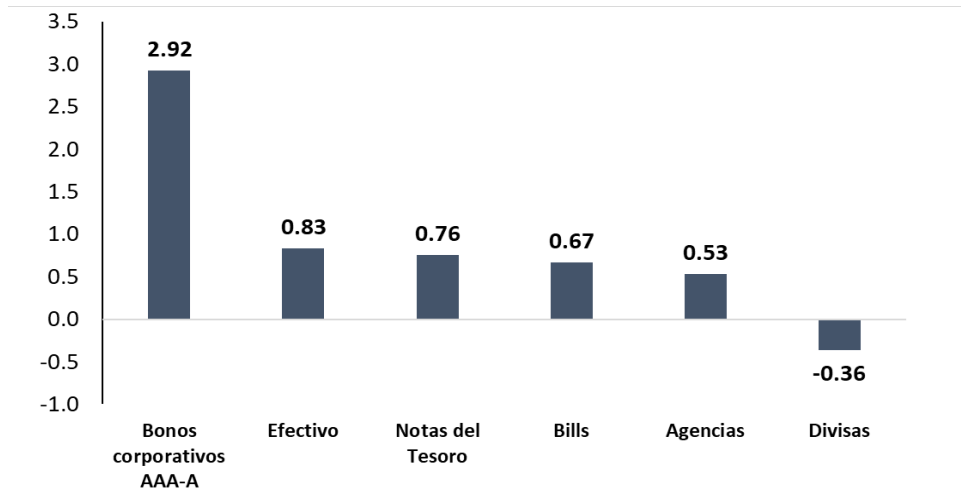
Rendimiento a vencimiento (%)	4.6
Duración modificada (%)	2.2

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 41 y 31 puntos base 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 2.9% en el periodo. (Gráficas 11 y 12).

Gráfica 11. Contribución al rendimiento por tipo de activo (Porcentaje)

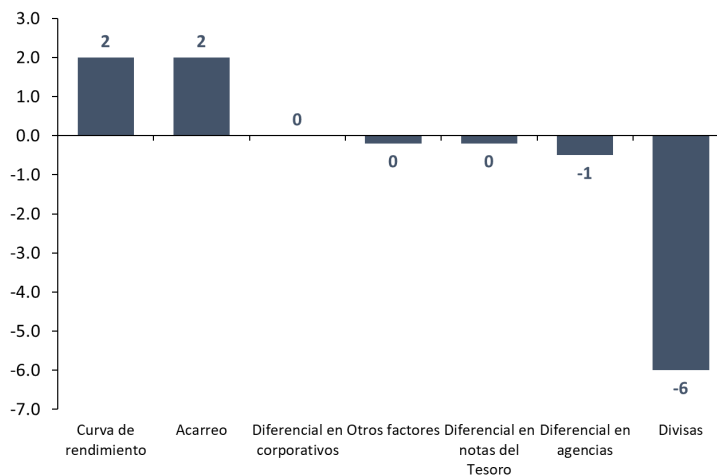


Gráfica 12. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Porcentaje)



En el detalle, los 3 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 yen japonés contra el dólar de EE.UU. durante un periodo de fortaleza del dólar americano.

Gráfica 13. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Puntos base)



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.



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 1 punto base siendo el sector de notas a rendimiento que presentó el mejor desempeño como resultado de las posiciones tomadas. El efecto por divisas restó 6 puntos base. Por otra parte, los efectos de costos de transacción aportaron 1 punto base como resultado de la compra y venta de instrumentos durante el periodo.

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

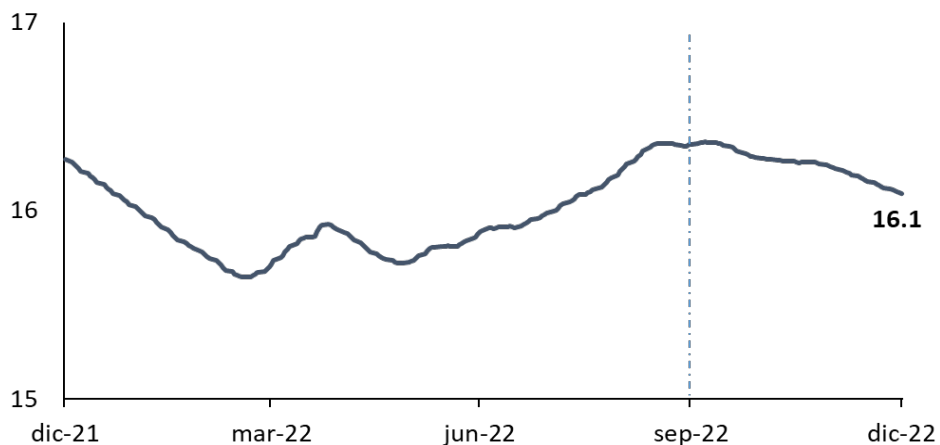
	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución ⁶
TOTAL	1	0	1	-6	-3
Notas a descuento y Efectivo	-6	-3	0	0	-8
Bonos corporativos	0	0	-1	0	-1
Notas a rendimiento (1-3 años)	4	3	2	0	9
Notas a rendimiento (10 años)	0	0	-2	0	-3
Agencias	0	0	-1	0	-1
Divisas	3	0	3	-6	0

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 16.1 puntos base, debajo del límite máximo permitido de 50 puntos base.

Gráfica 14. Tracking Error de la cartera de inversión
(Puntos base)

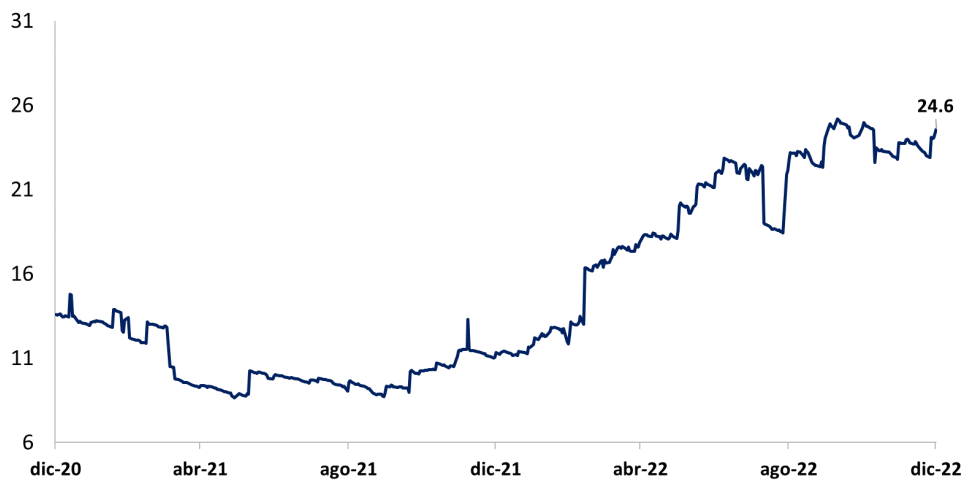


⁸ Los efectos de atribución por efecto son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii)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

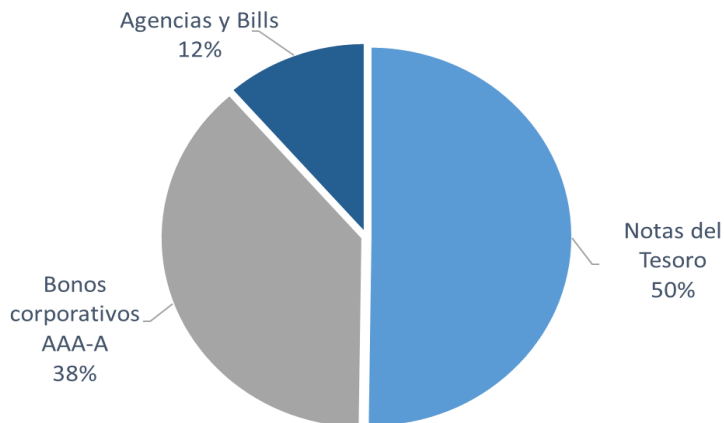
⁹ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

Por otra parte, el Valor de Riesgo¹⁰ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 24.6 puntos base (Gráfica 15) contra 24.1 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 50%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 38%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 12% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 16). Se puede observar un ligero 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 15. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Puntos base)



Gráfica 16. 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 diciembre

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
84%	2%	8%	0%	6%

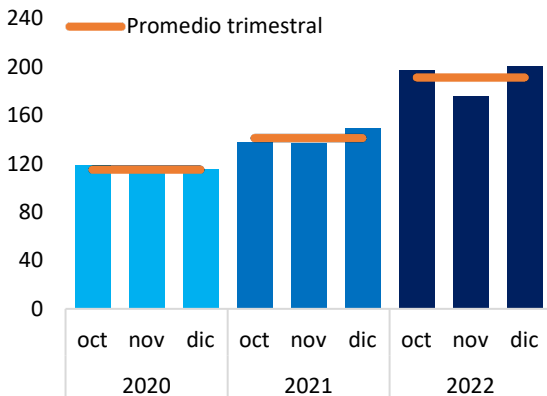
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el cuarto trimestre de 2022, el Fondo administró los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

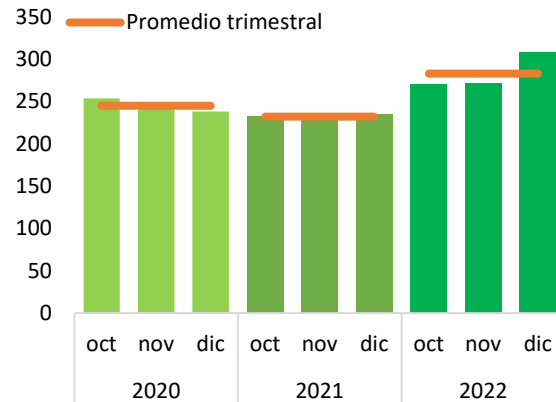
En el periodo la producción de petróleo promedió 191 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa un incremento de 35% respecto al mismo periodo del 2021. Destacando un nuevo máximo en diciembre de 200 mbd. Por su parte, la extracción de gas natural creció 22% con respecto al mismo periodo del año anterior, promediando 283 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos ¹ octubre - diciembre

Gráfica 17. Petróleo
(Miles de barriles diarios)



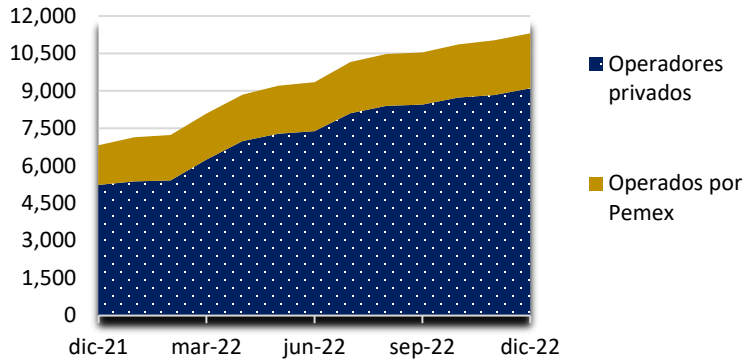
Gráfica 18. Gas natural
(Millones de pies cúbicos diarios)



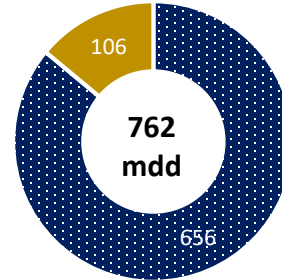
1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Los contratistas registraron en este periodo 762 mdd de inversiones, de los cuales el 65% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos en la modalidad de licencia. Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde el inicio de la vida de los contratos y hasta diciembre de 2022 ascienden a 11,308 mdd.

Gráfica 19. Inversión acumulada por tipo de contratista
(Millones de dólares)

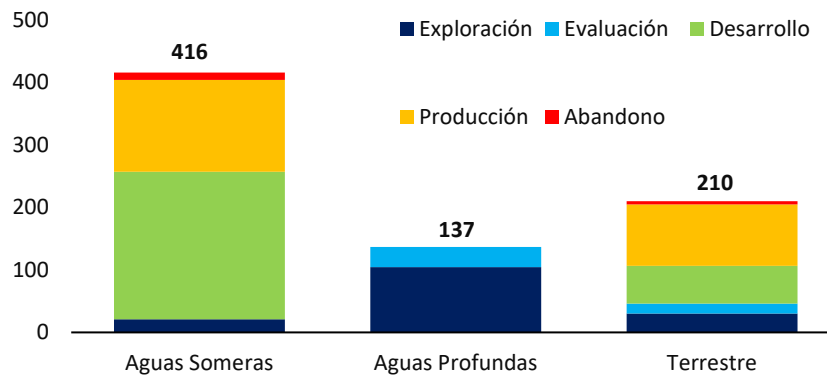


Gráfica 20. Inversión del trimestre por tipo de contratista
(Millones de dólares)



Del monto de inversión registrado en el trimestre, el 86% provino de los operadores privados (656 mdd). Asimismo, el 55% de las inversiones corresponden a contratos de aguas someras, seguido de los campos en áreas terrestres (28%) y el resto en aguas profundas.

Gráfica 21. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
octubre - diciembre
(Millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP

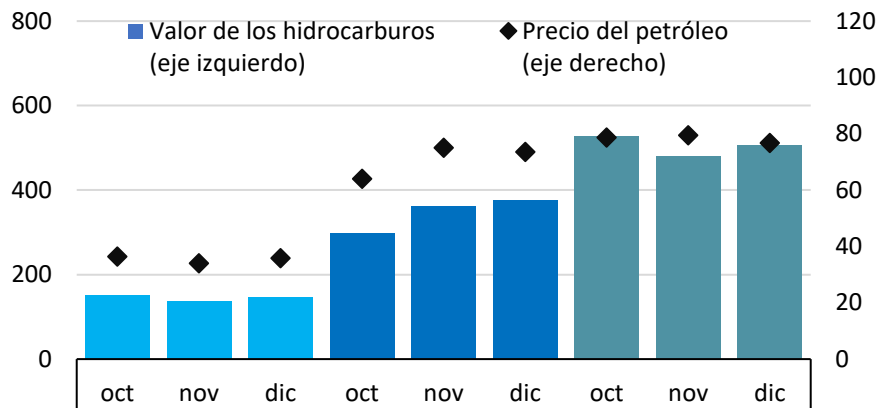
Para aquellos casos en los que la CNH realiza la carga de presupuestos en una fecha posterior al inicio de su vigencia a través del sistema informático, el Fondo procede con las gestiones necesarias para que los contratistas puedan registrar la información que les corresponde.

Los presupuestos cargados durante el cuarto trimestre de 2022 derivaron en la apertura de 138 ventanas de costos históricos, de las cuales 83 corresponden a contratos en modalidad de licencia y 55 a contratos en modalidad de producción compartida. Adicionalmente, fue necesario gestionar la carga

de reportes anuales históricos correspondientes a 30 ventanas de costos administrativos indirectos y 28 ventanas de Estudios de Precios de Transferencia.

Por lo que toca al valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), este ascendió a 1,514 mdd, lo que representa un incremento de 46% con respecto al mismo trimestre del 2021. El incremento anual se explica por un aumento del 10% en los precios del petróleo y de 35% en el volumen extraído de crudo.

Gráfica 22. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ^{1 2}
(Millones de dólares y dólares por barril)



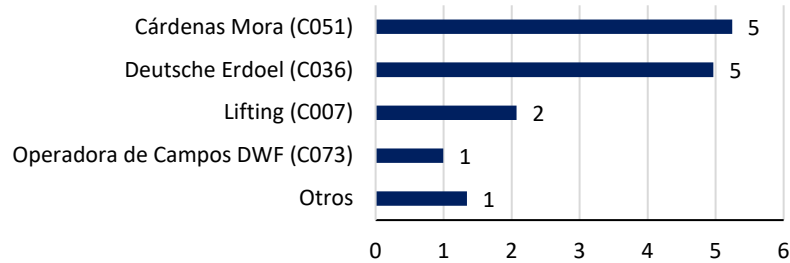
1. Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.
2. Las cifras incluyen los contratos en la modalidad de producción compartida y aquellos que se encuentran en áreas terrestres de la modalidad de licencia.

3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 29 de los 76 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 13 extrajeron petróleo, 25 gas natural y 22 condensados. La producción promedios¹¹ 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.

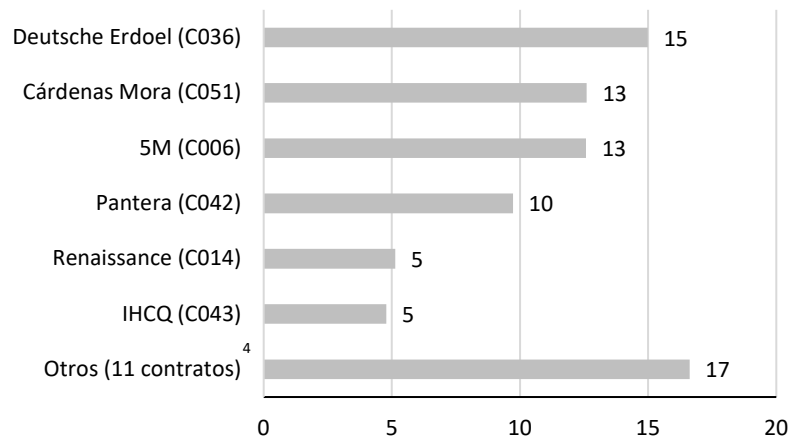
Gráfica 23. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista ^{1 2 3}
 octubre - diciembre
 (Miles de barriles diarios)



Fuente: FMP.

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre de 2022.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
3. Otros corresponde a los contratistas: Jaguar (C045), Renaissance (C014), Diavaz (C013), Óleum (C021), Perseus (C011), Bloque VC 01 (C052) y Tonalli (C024).

Gráfica 24. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista ^{1 2 3}
 octubre - diciembre
 (Millones de pies cúbicos diarios)



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 septiembre, octubre y noviembre de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre de 2022.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
4. Corresponde a los contratistas: CMM (C018), Operadora de Campos DWF (C073), Gs Oil and Gas (C022), Lifting (C007), Strata (C015), Strata (C023), Perseus (C012), Dunas (C019), Mareógrafo (C017), Jaguar (C045) y Perseus (C011).

El Fondo determinó¹² que el VCH alcanzó 146 mdd, de los cuales 47 mdd corresponden al Estado.

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

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

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
oct-22	54,180,941	4,556,820	13,007,255	17,564,075
nov-22	46,196,057	3,591,790	11,431,650	15,023,440
dic-22	45,137,282	3,665,325	10,686,776	14,352,101
Total	145,514,281	11,813,935	35,125,680	46,939,616

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 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 12 mdd, alcanzando dicho nivel gracias a los altos precios observados, que detonaron 157 tasas progresivas (Tabla 9), de las cuales 37 corresponden a petróleo, 100 a gas natural y 20 a condensados.

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

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima	Tasa máxima	Tasa promedio ³	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	10.58%	9.59%	10,195,817	86.30%
Gas natural asociado	NA	12.78%	5.53%	1,039,849	8.80%
Gas natural no asociado	0.00%	16.66%	1.70%	244,725	2.07%
Condensados	5.00%	15.00%	5.53%	333,544	2.82%
Total				11,813,935	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 35 mdd.

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}

octubre - diciembre
(Porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ³	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	100,269,273	13,035,005	37.1%
Ronda 1.3	54%	34,830,192	18,874,795	53.7%
Ronda 2.2	24%	4,296,646	1,017,580	2.9%
Ronda 2.3	36%	6,118,170	2,198,300	6.3%
Total		145,514,281	35,125,680	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 76, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

Adicionalmente, durante diciembre de 2022, el Fondo recibió de parte de la CNH actas de volúmenes de producción de febrero de 2020 a octubre de 2022. En ese sentido, el Fondo emitió 2 certificados que amparan la transmisión onerosa de 46 periodos anteriores.

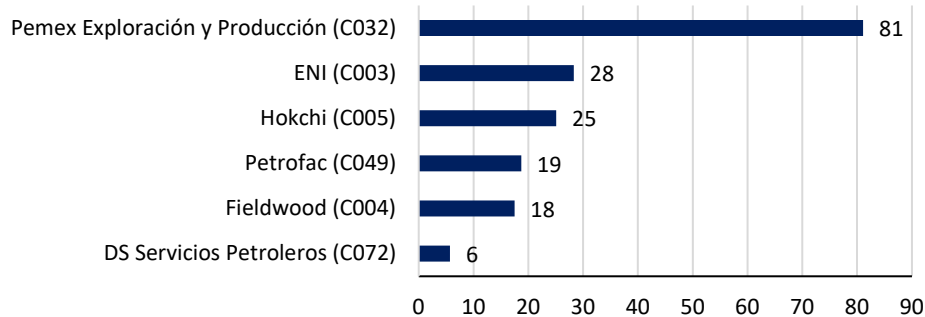
En el trimestre, como parte del proceso de cálculo de contraprestaciones de licencia, se realizaron ajustes para los contratos RF-C051-2018-003 y RF-C042-2017-038 por instrucción de la SHCP resultado de sus labores de verificación.

Al 31 de diciembre los adeudos al Estado por regalías ascienden a 48.8 mdd, esto representa un aumento de 6% respecto al cierre del trimestre anterior. Cabe señalar que todos los adeudos han sido notificados a las autoridades para las acciones correspondientes.

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 seis reportaron petróleo, seis condensados y seis gas natural. La producción promedio fue de 176 mbd de petróleo y 206 mmpcd de gas natural.

Gráfica 25. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista ^{1 2}
 octubre - diciembre
 (Miles de barriles diarios)

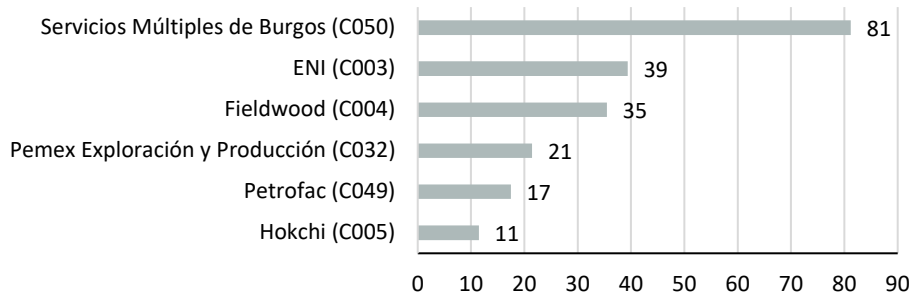


Fuente: FMP.

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Gráfica 26. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista ^{1 2 3}
 octubre - diciembre
 (Millones de pies cúbicos diarios)



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 septiembre, octubre y noviembre de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 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 1,368 mdd.



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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
oct-22	473,573,287	428,610,450	43,014,192	1,948,644
nov-22	433,729,192	399,628,256	32,063,077	2,037,859
dic-22	460,989,210	426,212,901	33,307,547	1,468,761
Total	1,368,291,689	1,254,451,608	108,384,816	5,455,265

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 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}
octubre – diciembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (billones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	8,205	7,481	75
Pemex	3,143	3,704	38
Operadores privados	4,710	8,166	73
Total	16,057	19,351	185

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

El Fondo estuvo imposibilitado para emitir certificados de pago de los tres contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular¹⁴ dado que requieren la recepción de las actas suscritas entre CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 135 periodos correspondientes a 9 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 las resoluciones emitidas por la SHCP, así como por la incorporación de presupuestos asociados al 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 751 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 agosto a octubre

¹⁴ Durante diciembre de 2022 el Fondo recibió, entre otras, el acta de Hokchi (C005) para los periodos de febrero de 2020 a octubre de 2022. Sin embargo, el certificado de pago no se emitió debido a que el acta no contenía la información del periodo noviembre de 2022.

de 2022 e incluye los ingresos de comercialización del petróleo de Eni (C003) para el periodo de noviembre del mismo año.

Tabla 13. Ingresos por comercialización ¹
 octubre – diciembre
 (Millones de dólares)

Comercializador	Importe²
P.M.I. ³	751.05

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 143 mil dólares.

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

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

Tabla 14. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado ^{1 2}
 octubre – diciembre
 (Dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
PMI ³	28,096,098

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

2. Con base en la información reportada por el comercializador del Estado en el SIPAC. Se incluye la comisión correspondiente a la comercialización del petróleo de Eni (C003) para el periodo de noviembre de 2022.

3. 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 2,468 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹⁵.

¹⁵ 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.



Análisis de los campos de aguas someras adjudicados en la R1.2

En 2015 se llevó a cabo la segunda licitación pública de la Ronda Uno (R1.2) para contratos de extracción de hidrocarburos en aguas someras en la cual se adjudicaron tres áreas contractuales localizadas en la región geológica Cuencas del Sureste: Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT), Ichalkil-Pokoch (IP) y Hokchi. Se trata de campos que no contaban con producción previa, por lo que los contratistas comenzaron operaciones realizando actividades de evaluación para delimitar los campos y confirmar su potencial productivo y comercial.

Desde su licitación, dichas áreas han evolucionado de manera favorable. En términos de reservas probables (3P), éstas han incrementado entre 1 y 4 veces durante los últimos siete años. Destaca IP cuyas reservas presentaron un aumento porcentual entre 2015 y 2022 correspondiente a 401%.

Tabla 15. Reservas probables por campo
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

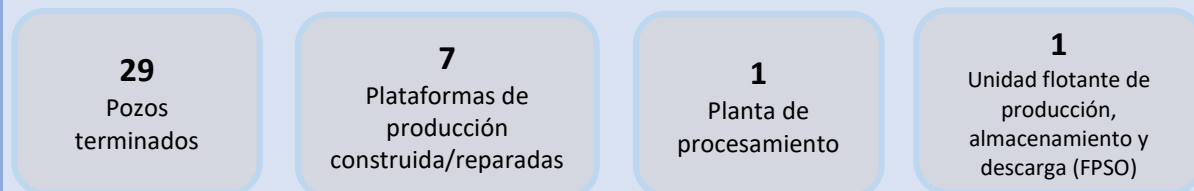
Temporalidad	AMT	IP	Hokchi
a. Antes de la licitación en 2015	188	195	93
b. Como contrato en 2022	626	977	187
c. Incremento porcentual (b-a)/a	233%	401%	101%

Fuente: FMP con información de CNH.

Las empresas lograron que los proyectos pasaran de la etapa de evaluación a la de desarrollo construyendo **infraestructura** acorde con las características técnicas de los campos que, si bien se localizan en la misma región geológica, cuentan con condiciones de extracción diferenciadas.

- Los campos AMT y Hokchi presentan alta porosidad, lo que facilita el almacenamiento y el flujo de los hidrocarburos. En ese sentido, AMT de la empresa Eni se convirtió en la primera empresa privada en comenzar la producción comercial regular en julio de 2019.
- IP presenta condiciones de extracción más complejas por su baja porosidad y mayor profundidad, por lo que fue la última en iniciar producción comercial regular en 2021.

Principales avances en la construcción de infraestructura por los contratos de la R1.2



Fuente: FMP con información de CNH.

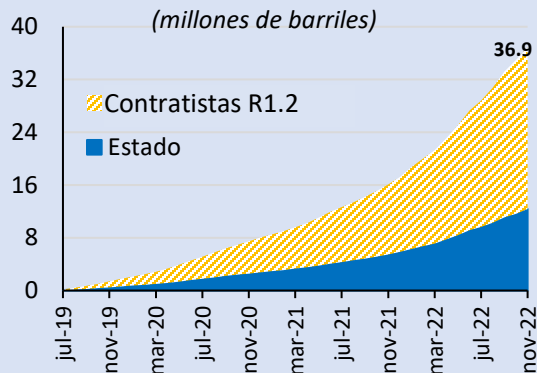
A diciembre de 2022, el monto acumulado de **inversiones** registradas en el SIPAC por las tres áreas contractuales en cuestión asciende a 4,122 mdd¹⁶, de los cuales el 40% corresponde a AMT.

- Las áreas contractuales de la R1.2 se encuentran entre los cinco contratos con el mayor monto de inversiones registradas, junto con Ek-Balam y Trión.
- Uno de cada tres dólares registrados en el SIPAC corresponde a los contratos de la R1.2.

¹⁶ Se refiere al monto de inversiones registradas en el SIPAC por los tres contratos al 31 de diciembre de 2022.

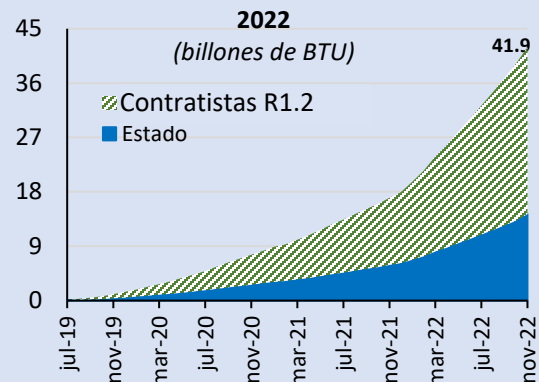
En términos de **producción** de hidrocarburos, a noviembre de 2022 las tres áreas contractuales han extraído 36.9 millones de barriles (mmb) de petróleo y 41.9 billones de BTU de gas natural, posicionándose dentro de los 25 campos con mayor producción de petróleo a nivel nacional. Destaca que, más del 30% de los hidrocarburos extraídos han sido entregados al Estado por el pago de contraprestaciones. Lo que significa que, a la fecha **el Estado ha recibido 861 millones de dólares**.

Gráfica 27. Producción de petróleo acumulada a noviembre 2022
(millones de barriles)



Fuente: FMP con información de CNH.

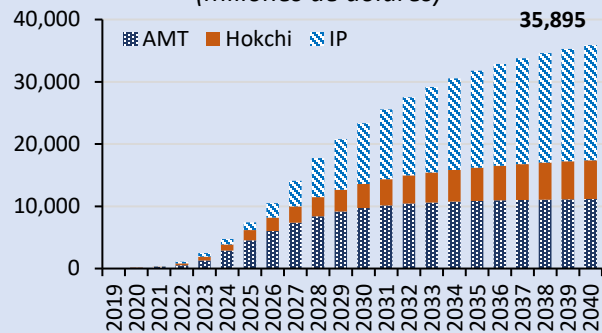
Gráfica 28. Producción de gas natural acumulada a noviembre 2022
(billones de BTU)



Respecto a la venta de hidrocarburos que corresponden a los contratistas, destaca el caso de Eni, que en abril de 2022 comenzó a realizar exportaciones gracias a la adquisición de la unidad flotante de producción, almacenamiento y transferencial (FPSO) MIAMTE, que permite a los compradores acudir a dicha unidad a través de buque-tanques para recolectar los hidrocarburos.

En adelante, se espera que la extracción de hidrocarburos continúe aumentando y se estima que podrían acumularse 778 mmb hasta 2040. Particularmente, en 2028 se prevé que la producción conjunta alcance un pico de 208 mil barriles diarios, lo que requeriría una inversión adicional de 12,484 mdd¹⁷. Las proyecciones apuntan a que los campos de la R1.2 generen ingresos brutos¹⁸ al Estado de 35,895 mdd por el pago de contraprestaciones.

Gráfica 29. Contraprestaciones acumuladas a favor del Estado de los contratos de la R1.2
(millones de dólares)



Fuente: FMP con información de Welligence.

A siete años de haberse concretado la R1.2, los campos se han consolidado como una de las principales fuentes de producción de los contratos. El proceso de desarrollo ha requerido una inversión de 4 mil mdd. Con base en las reservas de hidrocarburos, las perspectivas de producción son favorables lo que permitirá que los contratos puedan llegar a generar ingresos brutos al Estado por 36 mil mdd.

¹⁷ Se refiere a la inversión estimada entre 2023 y 2040, con información de Welligence.

¹⁸ Corresponde al cálculo en efectivo previo a la determinación de la distribución final de hidrocarburos. Es decir, las contraprestaciones por regalía y la utilidad operativa a favor del Estado.

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 17,687,531 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 16. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
octubre-diciembre
(millones de pesos)

Concepto	4to Trimestre
Recursos Humanos	11.7
Costos de Ocupación	1.7
Tecnologías de la Información	1.8
Otros Gastos de Operación	0.1
Subtotal	15.3
IVA	2.4
Total	17.7

^{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 cuarto trimestre el Fondo recibió 13 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas: a) información sobre tecnologías de la información; b) recursos humanos y materiales; c) información sobre el derecho por la utilidad compartida, y d) presupuesto del Fondo. 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.

iii. Estrategia de comunicación

Durante este trimestre, el sitio web del Fondo obtuvo nuevamente el nivel AA de conformidad con las pautas del Web Content Accessibility Guidelines 2.1. Dicha certificación permite a personas con alguna discapacidad navegar e interactuar en la página web de una forma más sencilla. Entre los ajustes realizados al sitio web destacan los siguientes: se eliminaron las abreviaturas y el menú tabular, se modificaron los títulos de imágenes y tablas, y se incluyó una versión subtitulada del video sobre las principales funciones del fideicomiso.

b. Fiscalización y Control Interno

i. Auditor Externo

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

ii. Auditor Interno

La Unidad de Auditoría del Banco de México concluyó con los trabajos de la auditoría GAS-12/22, en la que determinó que el Fondo cumple de manera razonable con los controles de seguridad informática en la infraestructura tecnológica que permite el envío y recepción de la mensajería electrónica necesaria en la concertación y liquidación de las operaciones realizadas por el Fondo.

iii. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

El Fondo dio respuesta en tiempo y forma al requerimiento formulado por la ASF con motivo de la planeación de los trabajos de fiscalización de la Cuenta Pública del ejercicio 2022.

iv. Fortalecimiento al Control Interno

En este periodo, en conjunto con la Dirección de Administración de Riesgos del Banco de México, se concluyó el llenado de los cuestionarios de autodiagnóstico de los cuales se deriva el Programa de actualización de procesos, riesgos, controles y normatividad del Fondo para el ejercicio 2023.

En lo que se refiere al Plan de trabajo de ciberseguridad, se concluyó con la revisión de los privilegios de acceso a las diferentes herramientas de tecnologías de la información utilizadas por el Fondo.

Finalmente, se reformó el manual de procedimientos de operación del proceso Operación financiera del FMPED, con la finalidad de actualizar los documentos de archivo que se derivan de la ejecución de las actividades de dicho proceso.

c. Talleres para contratistas

En diciembre se realizó el cuarto 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, la SENER y la CNH.

d. Calendario de Transferencias

En cumplimiento al artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo y a lo previsto en la cláusula Sexta, fracción III, del contrato constitutivo del fideicomiso, el 15 de diciembre de 2022 la SHCP en su carácter de fideicomitente comunicó al Fondo el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2023, en el cual se establecen las fechas y las cantidades conforme a las cuales el Fondo deberá realizar las transferencias a la Tesofe y a los demás destinos previstos en la legislación aplicable.

Conforme a la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2023 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 487,742,600 millones de pesos.

e. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación

En cumplimiento al lineamiento Cuarto de los “Mecanismos de Financiamiento del Gasto de Operación del Fondo” (Mecanismos), aprobados por el Comité en sesión del 27 de abril de 2018, durante el ejercicio 2023 el Fondo acumulará intereses para cubrir 2 veces el Gasto de Operación Aprobado menos las disponibilidades al cierre de 2022. Al respecto, el monto estimado a acumular por concepto de intereses es de \$112,694,890.

Cabe señalar que de conformidad con el lineamiento Tercero de los citados Mecanismos, una vez alcanzado dicho importe, los intereses que se generen por lo que resta del ejercicio serán transferidos a la Tesofe en las fechas señaladas en el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2023 que emitió la SHCP.

f. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco

En cumplimiento a la disposición Quinta de los “Lineamientos para evitar conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, aprobados por el Comité el 8 de diciembre de 2014, se informa que los contratos vigentes celebrados por el Banco de México en su carácter de fiduciario cumplen con los referidos lineamientos.

Anexo. Estados financieros