

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
julio - septiembre 2021**

Ciudad de México, 28 de octubre de 2021



INFORME TRIMESTRAL JULIO-SEPTIEMBRE 2021

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

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	
1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.	6
1.3. Registro del Fiduciario	9
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	
2.1. Administración de la cartera de inversión	10
a. Condiciones económicas	10
b. Desempeño de la cartera de inversión	14
2.2. Administración de riesgos	17
a. Cumplimiento de límites de riesgo	17
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	19
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS	
3.1. Contratos de licencia con producción	23
3.2. Contratos de producción compartida con producción	27
Contrato Eni-Lukoil de la ronda 2.1 (Sáasken-Sayulita)	31
3.3. Contraprestaciones pendientes de pago al Estado de las actividades de extracción de hidrocarburos	33
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	35
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	35
4.3. Otras actividades relevantes	35
a. Transparencia y acceso a la información pública	35
i. Atención a solicitudes de acceso a la información	35
ii. Talleres para contratistas	36
iii. Publicación de estadísticas	36
iv. Estrategia de comunicación	36
b. Fiscalización y Control Interno	36
Anexo. Estados financieros	38



1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 599 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 82,963 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 82.3% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 17.2% y los de exploración el 0.5%.

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

Tabla 1. Ingresos por asignaciones

(Cifras en millones de pesos)

	julio - septiembre 2020	julio - septiembre 2021	Δ% (2021 vs. 2020)
Derecho por la Utilidad Compartida	37,625	68,313	82%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	9,404	14,269	52%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	263	381	45%
Total	47,292	82,963	75%

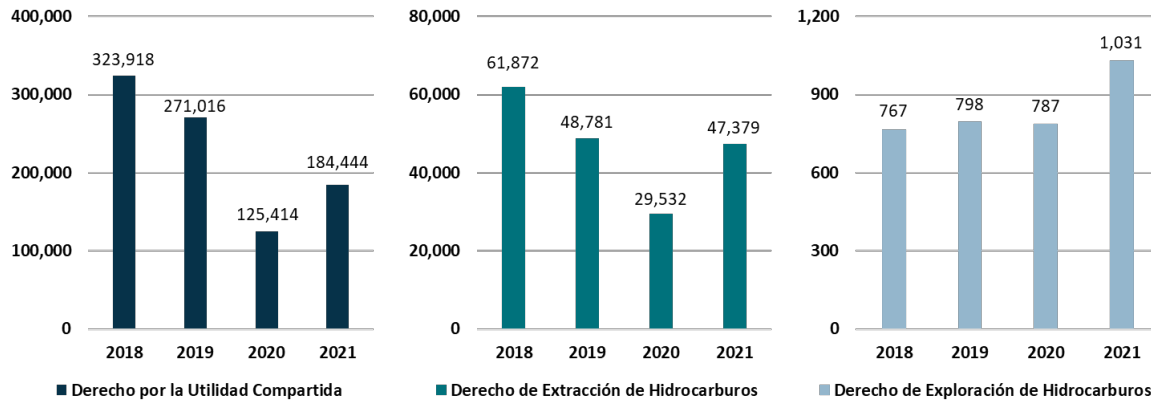
Destaca el incremento en los ingresos, tanto por el derecho por la utilidad compartida como por el derecho de extracción de hidrocarburos respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se debe a que durante el tercer trimestre del 2020 el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación aun se encontraba en niveles bajos con respecto a los niveles previos a la pandemia, mientras que este año continúa con una significativa recuperación presentando un incremento de cerca de 50%, alcanzando precios no vistos desde finales de 2018.

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a septiembre de los ejercicios 2018 a 2021 (Gráfica 1):

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



Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
enero – septiembre
(Cifras en 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
(Cifras en millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	371	
Regalía Adicional		29
Regalía Base		14
Penas convencionales^{3/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular^{4/}		230
Total	371	274

^{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 32,732 dólares.

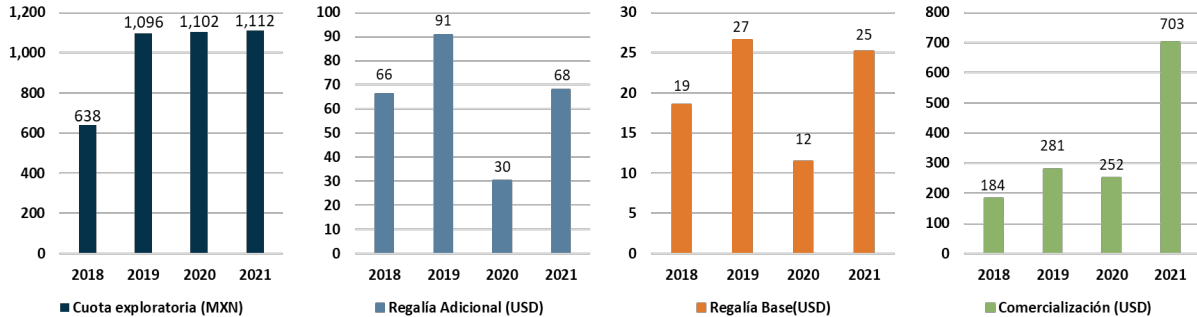
^{4/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en agosto por un monto de 1,998.23 dólares.

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.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el periodo enero a septiembre de los ejercicios 2018 a 2021:

Gráfica 2. Ingresos por contratos
 enero – septiembre
 (Cifras en millones de pesos y millones de dólares de los EE.UU.)



Como se puede observar en la gráfica 2, los ingresos por comercialización recibidos durante el periodo de enero a septiembre de 2021 son considerablemente mayores a los de años anteriores. Lo anterior se explica principalmente por el aumento en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional a inicios de este año, así como por los pagos pendientes que el Fondo recibió por parte de Trafigura, S.A. de C.V. y de CFenergía, S.A. de C.V. por concepto de comercialización de hidrocarburos correspondiente a 2020.

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
(Cifras en 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	810
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)	52,631
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	48
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	52,584
Total	53,446

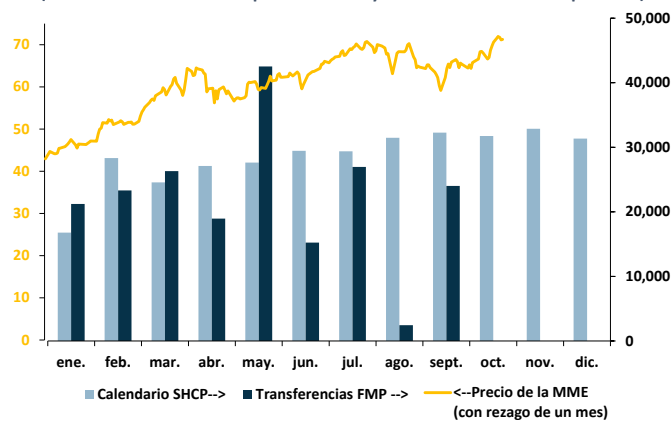
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{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 53,446 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 201,069 millones de pesos correspondientes al ejercicio 2021, equivalentes al 0.8% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica 2021 (CGPE). Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2021 estimó para este ejercicio fiscal transferencias por 343,039 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.4% del PIB.

La siguiente gráfica (Gráfica 3) muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario determinado por la SHCP y la relación que ambas guardan con el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación.

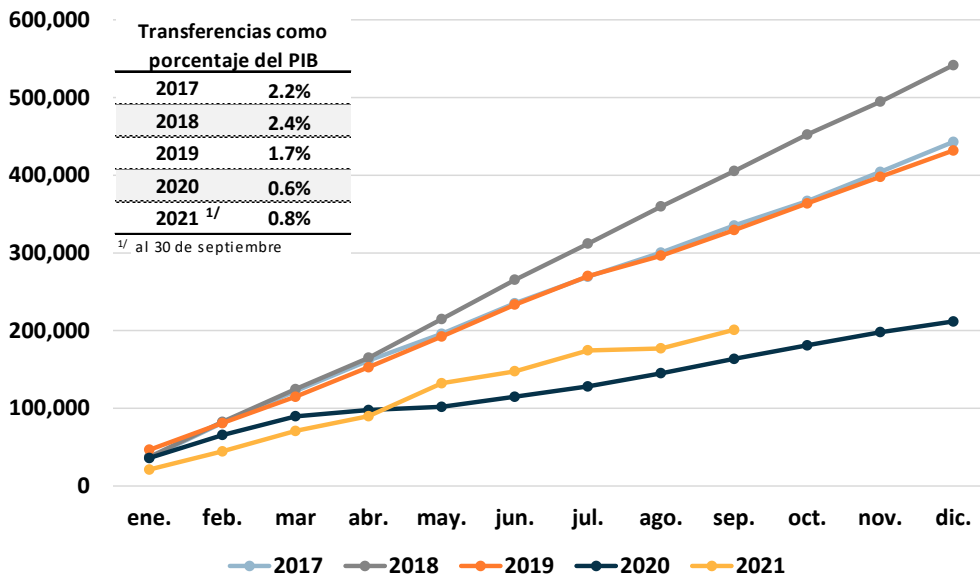
Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP^{1/}
(Cifras en dólares por barril y en millones de pesos)



La disminución en el monto de los recursos transferidos a la Tesofe durante el mes de agosto se explica por la autorización⁵ que le fue otorgada a Pemex para cubrir a plazo en forma diferida el pago provisional del derecho por la utilidad compartida, así como el pago mensual del derecho de extracción de hidrocarburos, ambos correspondientes al mes de julio de 2021, a más tardar el 30 de septiembre del presente año. Al cierre de agosto, el Fondo transfirió a la Tesofe únicamente los recursos correspondientes al derecho de exploración de hidrocarburos correspondientes al mes de julio de 2021.

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previstos en los CGPE, correspondientes a los ejercicios 2017 a 2021 (Gráfica 4):

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año
(Cifras en millones de pesos)



⁵ “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican” publicado en el DOF, edición vespertina del 25 de agosto de 2021 y Regla 13. 4 de la octava versión anticuada de la Segunda Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelanea Fiscal para 2021 y sus Anexos 1,1-A 15 y 23, publicada el 25 de agosto en la pagina de internet del Servicio de Administración Tributaria.



1.3. Registro del Fiduciario

Durante el tercer trimestre de 2021, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 1 título de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro.

El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente. Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra por los contratos y asignaciones siguientes:

Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de septiembre de 2021

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	30	-	10	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total	26	43	9	33	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 de 2021^{1/}

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	276
Asignación de exploración	86
Asignación de exploración y extracción	7
Asignación de resguardo	45
Total	414

^{1/} Fuente: FMPED con datos de CNH a junio de 2021.

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

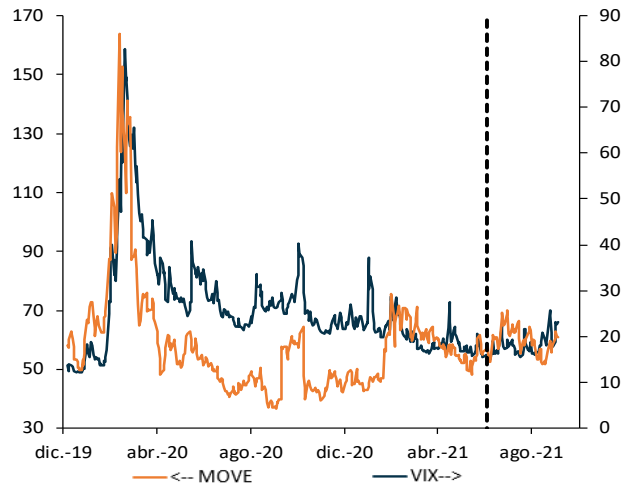
Durante gran parte del tercer trimestre de 2021 predominó un sentimiento de aversión al riesgo ante la preocupación de que la recuperación en la actividad económica sea más lenta a lo previamente anticipado (Tabla 6). También, se observaron algunos focos de propagación acelerada de Coronavirus (COVID-19), lo que a su vez ocasionó que se extendieran algunas medidas de cierre parcial y distanciamiento social en economías como Japón, Australia, Nueva Zelanda así como en algunas economías emergentes del sureste asiático. Al respecto, es importante mencionar que la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) revisó sus pronósticos de crecimiento económico a la baja para 2021 donde ahora anticipa un aumento del PIB global de 5.7%. Adicionalmente, el periodo estuvo caracterizado por un alto grado de incertidumbre proveniente de una mayor regulación a diversos sectores de la economía por parte de China, el colapso de la compañía China Evergrande, la crisis energética en Asia y el Reino Unido y el debate respecto al techo del endeudamiento en el Congreso de Estados Unidos (EE.UU.). A consecuencia de lo anterior, se observó un incremento moderado en la volatilidad en los mercados de capitales y de renta fija llevando al índice VIX hasta los 23 puntos base (pb) y al índice MOVE a los 70 pb (Gráfica 5).

Tabla 6. Pronósticos de crecimiento económico de la OCDE
(Porcentaje)

Zona	OCDE (septiembre 2021 vs mayo 2021)			
	2021		2022	
	Actual	Anterior	Actual	Anterior
Global	5.7	5.8	4.5	4.4
EE.UU.	6.0	6.9	3.9	3.6
Eurozona	5.3	4.3	4.6	4.4
Alemania	2.9	3.3	4.6	4.4
Francia	6.3	5.8	4.0	4.0
Italia	5.9	4.5	4.1	4.4
UK	6.7	7.2	5.2	5.5
Japón	2.5	2.6	2.1	2.0
China	8.5	8.5	5.8	5.8
México	6.3	5.0	3.4	3.2
Brasil	5.2	3.7	2.3	2.5
Rusia	2.7	3.5	3.4	2.8

Fuente: Bloomberg

Gráfica 5. Índices de volatilidad en los mercados de capitales y de renta fija
(Puntos base)



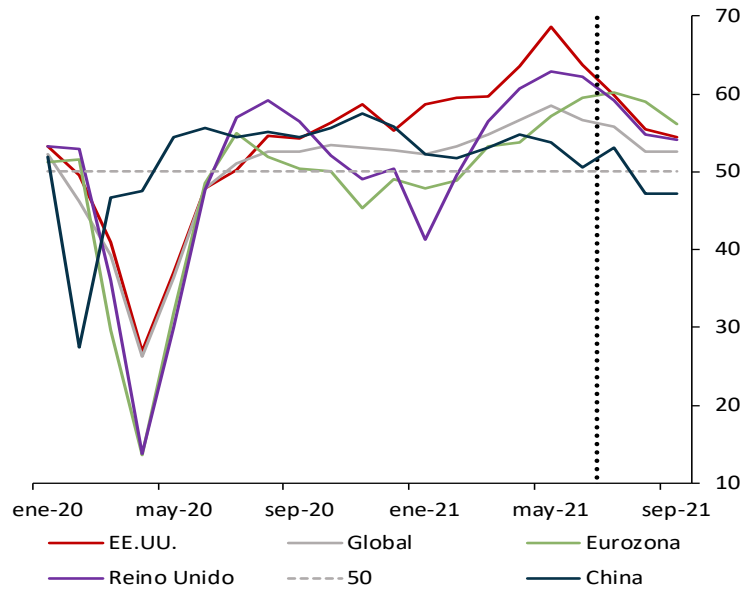
Fuente: Bloomberg

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.
VIX: Es un índice de estimación de la volatilidad del S&P500 medido por las opciones del índice.

Lo anterior resultó en una corrección de los indicadores adelantados de PMI Compuestos⁶, donde incluso en China se situó por debajo de las 50 unidades, ubicándose en terreno de contracción (Gráfica 6). Asimismo, se continuó materializando un incremento generalizado de precios por encima de los objetivos de inflación de la mayoría de los bancos centrales, con lo que las autoridades monetarias de las principales economías reconocieron que dichas presiones inflacionarias podrían ser más duraderas a lo previamente anticipado. En particular, el índice de precios al consumidor subyacente en EE.UU. alcanzó su nivel máximo desde marzo de 1991, ubicándose en 3.6% (Gráfica 7).

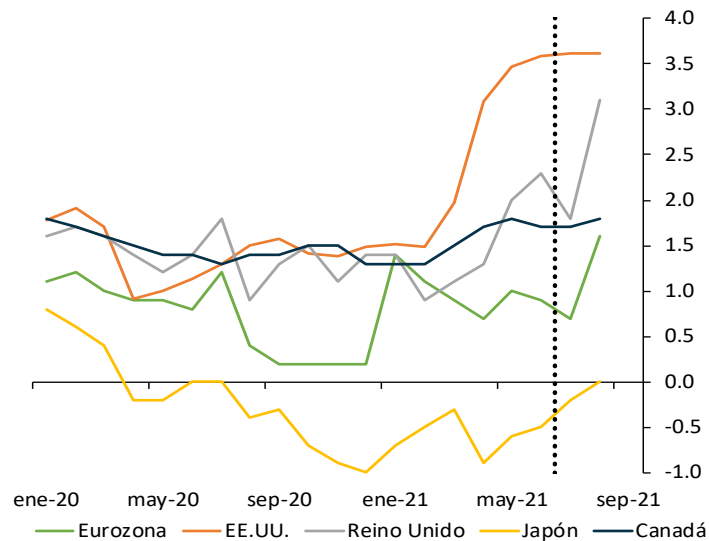
⁶ *Purchasing Manager's Index* Compuesto (PMI por sus siglas en inglés; en español índices de gestores de compras) son indicadores adelantados obtenidos de encuestas realizadas a negocios del sector manufacturero y de servicios. Algunos de los rubros que considera la encuesta son niveles de producción, órdenes, inventarios, precios y empleo. Una lectura por encima de 50 unidades se considera en expansión, mientras que por debajo de tal número significa contracción.

Gráfica 6. Encuesta indicadores adelantados PMI Compuesto para países seleccionados
(Cifras en unidades)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 7. Indicadores de inflación subyacente para países seleccionados
(Porcentaje)

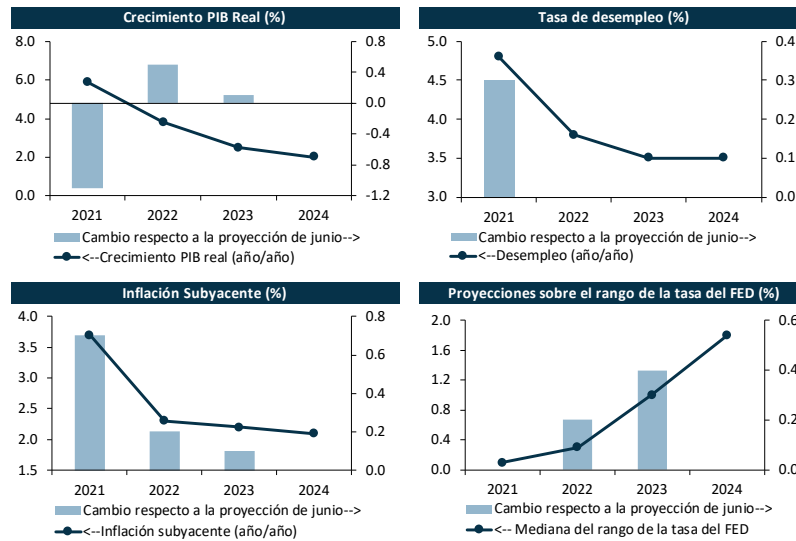


Fuente: Bloomberg

En lo que respecta a política monetaria para los principales bancos centrales, la mayoría reafirmó su compromiso por mantener una postura expansiva hasta que las condiciones económicas y financieras sean apropiadas para alcanzar sus objetivos de inflación y empleo. Sin embargo, sobresalió que durante el trimestre, a pesar de las preocupaciones, algunos de ellos moderaron esta retórica acomodaticia. Incluso el Banco Central de Noruega incrementó su tasa de referencia 25 pb siendo este el primer organismo central en comenzar con la normalización monetaria.

Por su parte, en la última reunión del Banco de la Reserva Federal (FED) destacaron revisiones al alza en la inflación, una moderación sobre la perspectiva económica para 2021 (aunque revisaron al alza la actividad para 2022) y una tasa de desempleo ligeramente mayor para 2021. Ante este escenario económico, el FED ajustó sus proyecciones sobre la trayectoria de la tasa de referencia de manera que ahora el proceso de normalización podría comenzar en 2022 y ser más acelerado en 2023 y 2024 (Gráfica 8).

Gráfica 8. Proyecciones de la última reunión del Fed
(Porcentaje)



Fuente: Banco de la Reserva Federal

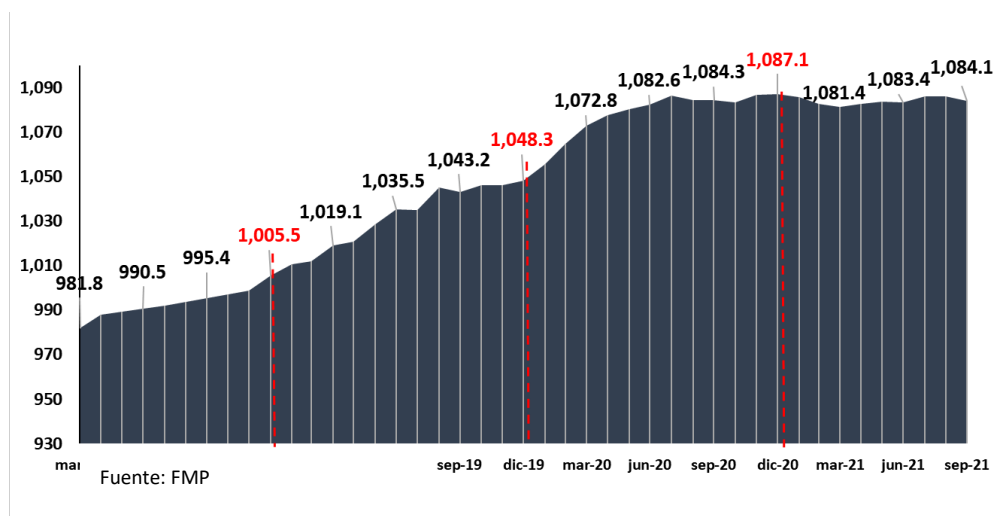
El entorno descrito generó movimientos mixtos en los principales activos financieros internacionales. Los principales índices accionarios en EE.UU. presentaron movimientos entre 0.2% para el S&P 500 y -1.9% para el Dow Jones, mientras que en los mercados cambiarios se observó una fortaleza generalizada del dólar, donde el DXY se fortaleció 1.9%. El movimiento respondió en parte a la cautela y preocupación por las perspectivas económicas globales, a la serie de eventos geopolíticos antes mencionados, así como a un FED ligeramente menos acomodaticio. Por su parte, las notas del Tesoro de EE.UU. aumentaron marginalmente en los sectores cortos de la curva, en promedio 4 pb, mientras que en el nodo de 10 años el aumento fue de solo 2 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 prácticamente sin cambios con un incremento moderado de 3 pb ubicándose en 83 pb, mientras que el diferencial de agencias cerró el periodo en -2.3 pb, desde los 0 pb al inicio de julio.

b. Desempeño de la cartera de inversión

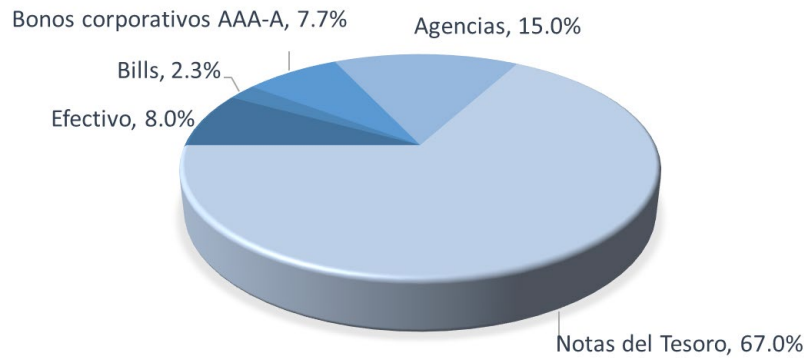
La cartera de inversión generó un rendimiento de 0.07%, 6 puntos base arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,084.1 millones de dólares (mdd). Esto se debe principalmente al desempeño de las divisas durante el periodo, como se explica más adelante. El rendimiento acumulado desde que inició la administración activa en diciembre de 2018 asciende a 7.8%, 17 puntos base por encima de la cartera parámetro.

Gráfica 9. Valor de la reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)



La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajusta 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 septiembre 2021

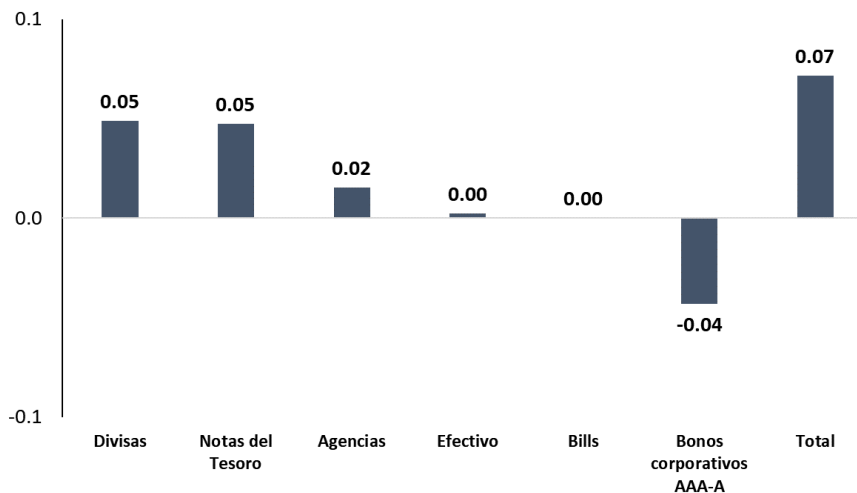


Rendimiento a vencimiento (%)	0.4
Duración modificada (%)	2.2

Fuente: FMP

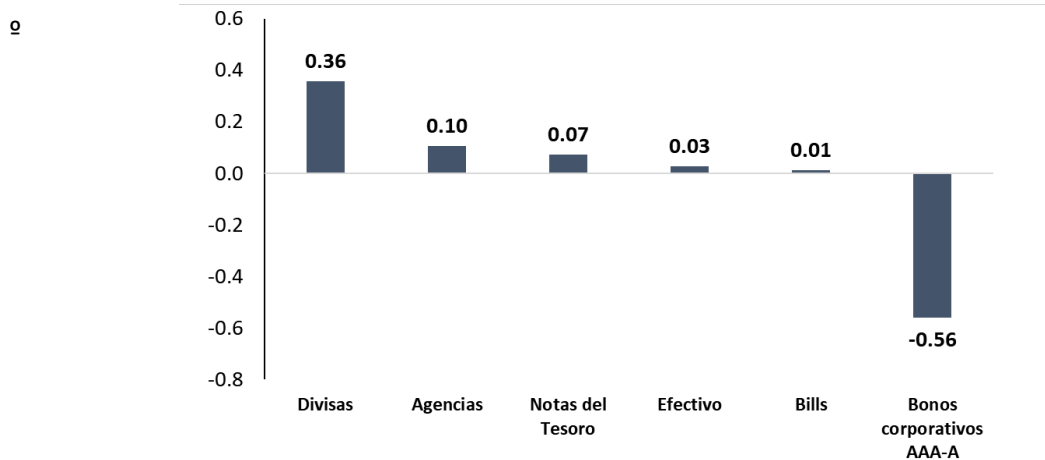
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de las divisas, las cuales contribuyeron con 5 puntos base al rendimiento total. Las notas del Tesoro estadounidense contribuyeron en la misma magnitud, con un rendimiento asociado de 0.07%. Finalmente, los bonos corporativos le restaron al rendimiento total 4 puntos base. Lo anterior, debido a la caída de 0.6% en el precio del ETF (*Exchange Traded Fund* por sus siglas en inglés) de bonos corporativos que forman parte de la cartera de inversión. (Gráficas 11 y 12).

Gráfica 11. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

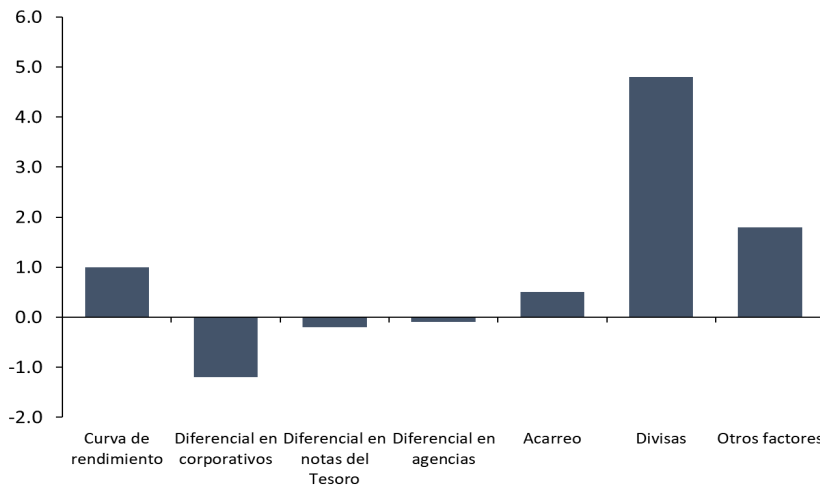
Gráfica 12. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

En el detalle, los 6 puntos base de diferencia en el rendimiento trimestral entre ambas carteras se pueden explicar por diversos factores⁷, destacando los movimientos asociados a las divisas y en particular, por la posición larga en la corona noruega contra el dólar de EE.UU. que se tomó durante el periodo. Adicionalmente, la cartera de inversión mantuvo en promedio una duración menor a la de la cartera parámetro, específicamente en el sector de bonos corporativos.

Gráfica 13. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

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.

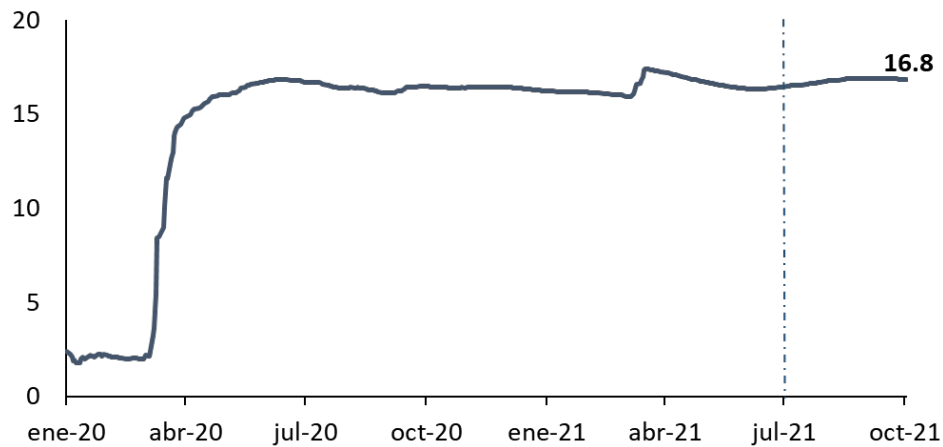


2.2. Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁸ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 16.8 puntos base, debajo del límite máximo permitido de 50 puntos base.

Gráfica 14. *Tracking Error* de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



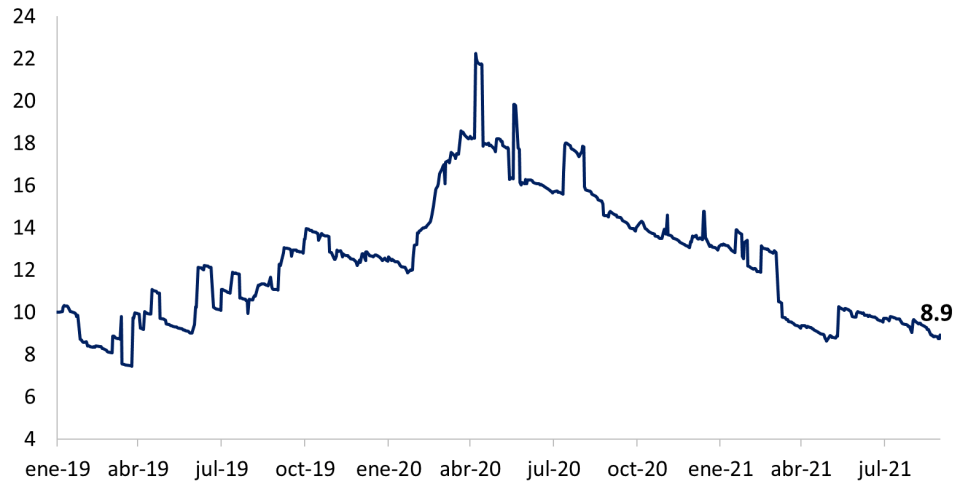
Fuente: FMP

Por otra parte, el Valor de Riesgo⁹ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 8.9 puntos base (Gráfica 15) contra 10 puntos base al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1 mdd en un día. Los bonos corporativos fueron los activos que aportaron la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 47%, seguidos por las notas del Tesoro de EE.UU. con una contribución del 45%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 8% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 16).

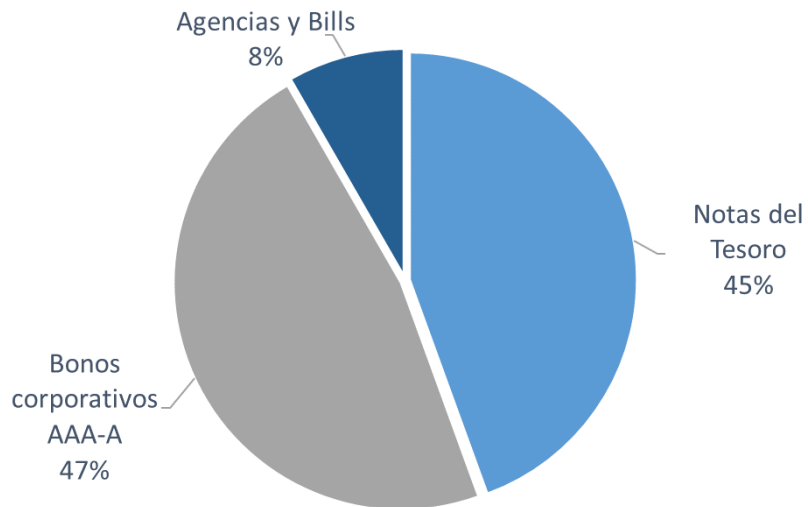
⁸ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

⁹ 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%).

Gráfica 15. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



Gráfica 16. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

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

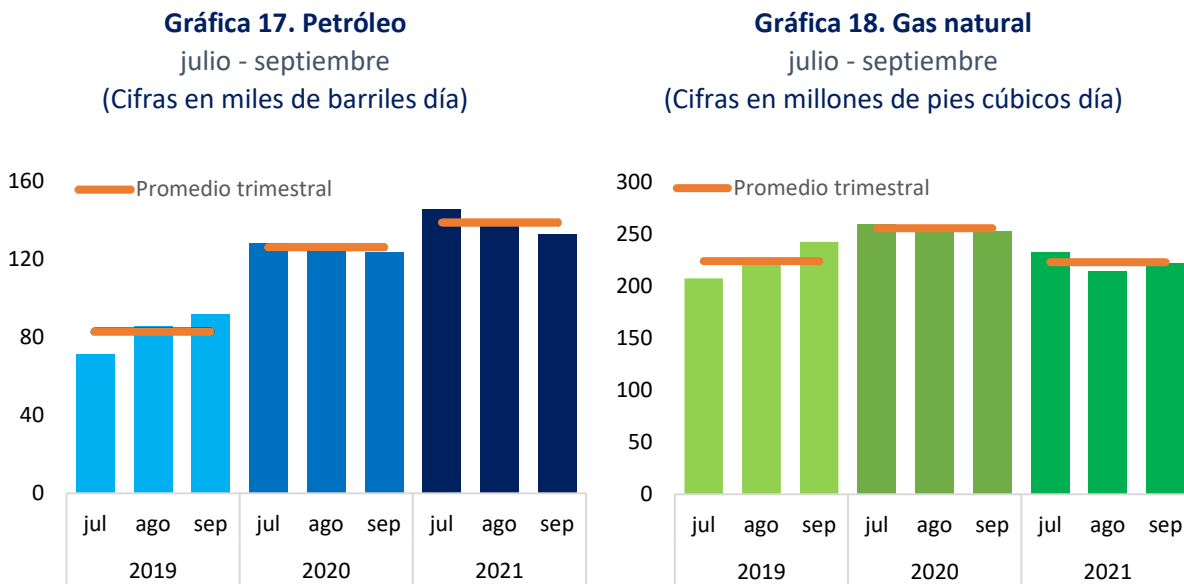
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
91%	3%	6%	0%	0%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el tercer trimestre del 2021, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Entre julio y septiembre, la producción de petróleo promedió 138 miles de barriles día (mbd), lo que representa un incremento anual de 9.9%. Destacan como los mayores productores los campos, Ek-Balam, Santuario-El Golpe y Amoca-Miztón-Tecoalli. En contraste, la extracción de gas natural disminuyó 13% con respecto al mismo periodo del año anterior. En promedio, la producción de gas natural del trimestre fue de 223 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

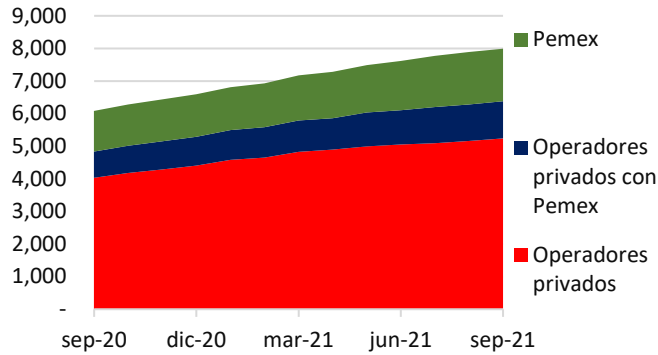
Gráficas de producción de hidrocarburos¹



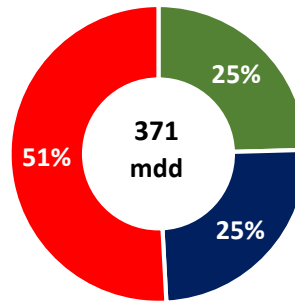
1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Durante el tercer trimestre del 2021, las inversiones de las empresas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ascendieron a 371 mdd, lo anterior representa una disminución del 57% con respecto al mismo periodo del 2020. Del total de inversiones reportadas en el trimestre, el 61% corresponde a contratos de licencia y el restante a contratos de producción compartida. Así, el acumulado de las inversiones registradas desde el 2015 asciende a 7,991 mdd.

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



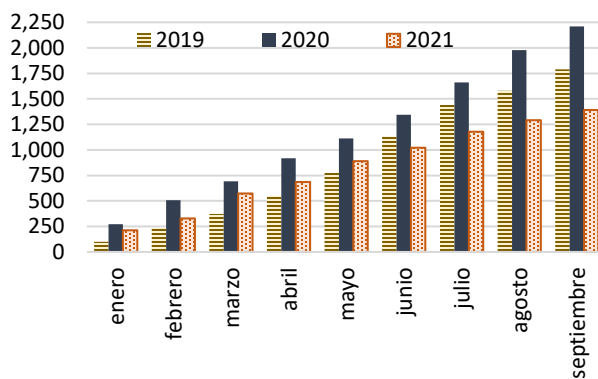
Gráfica 20. Distribución de inversión por tipo de contratista¹
(Millones de dólares y porcentaje)



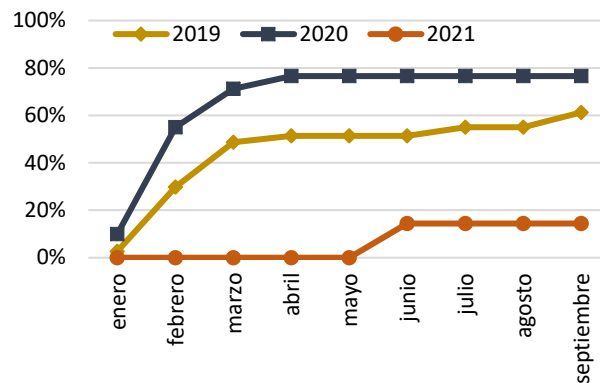
1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Para 2021 las inversiones acumuladas hasta el 30 de septiembre ascienden a 1,393 mdd. Dicho monto es 37% menor que lo observado en 2020 y 22% menor a 2019. Lo cual se explica por la falta de registro de los presupuestos de los contratistas ante el Fondo. En septiembre, menos del 20% de los contratos podía reportar información de las actividades asociadas a Programas de Trabajo 2021. En tanto no se registren los presupuestos asociados, los contratistas están imposibilitados de reportar las inversiones correspondientes, lo anterior de acuerdo con los términos establecidos en los contratos suscritos con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

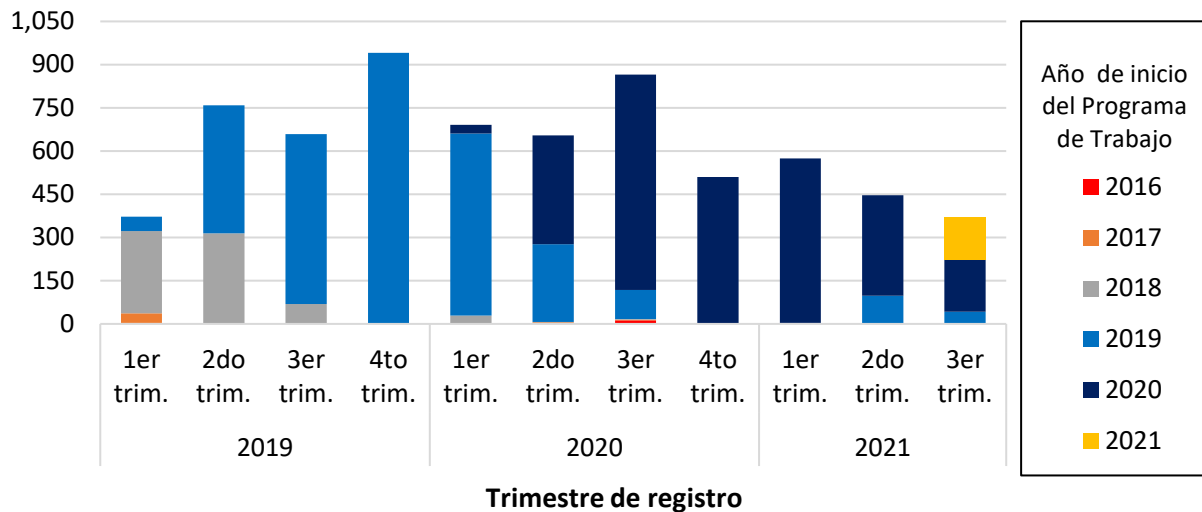
Gráfica 21. Monto acumulado anual de inversión
(millones de dólares)



Gráfica 22. Porcentaje del total de contratos con presupuesto del año corriente
(Porcentaje)



Gráfica 23. Inversiones registradas por Programa de Trabajo
(Millones de dólares)

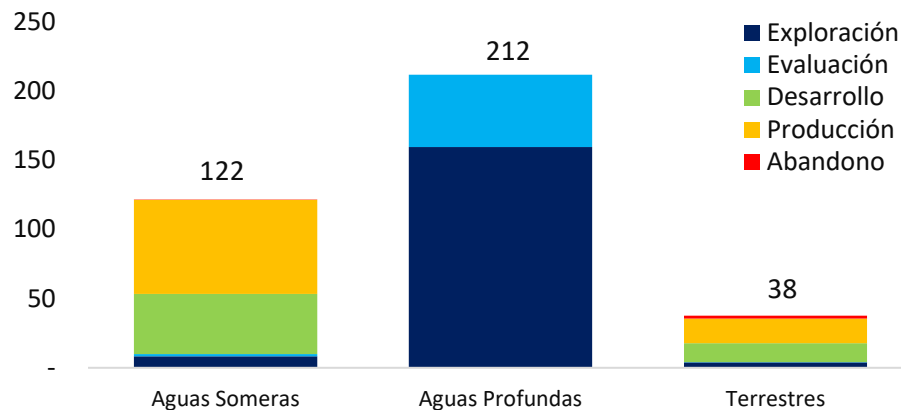


Durante este trimestre la inversión registrada por los operadores privados fue de 280 mdd, lo que representa 75% del total. El 25% restante corresponden a las inversiones de la empresa productiva del Estado que alcanzaron 91 mdd.

Los 5 contratos con mayor inversión del periodo representan el 62% del total, el mayor de estos es Ek-Balam cuyos campos son operados por Pemex (91 mdd); seguido por Trión del consorcio formado BHP Billiton Petróleo y Pemex (53 mdd), los contratos restantes corresponden al consorcio entre la angloholandesa Royal Dutch Shell y QPI México AP-PG07 (32 mdd), AP-PG06 (31 mdd) y la empresa China Offshore Oil Corporation E&P Mexico en Cinturó Plegado Perdido (24 mdd).

En la gráfica 24 se muestran los montos registrados en el trimestre por tipo de campo y actividad, donde destaca que los contratos en aguas profundas registraron 212 mdd, debido a que los 16 contratos que cuentan con presupuesto para 2021 son de este tipo.

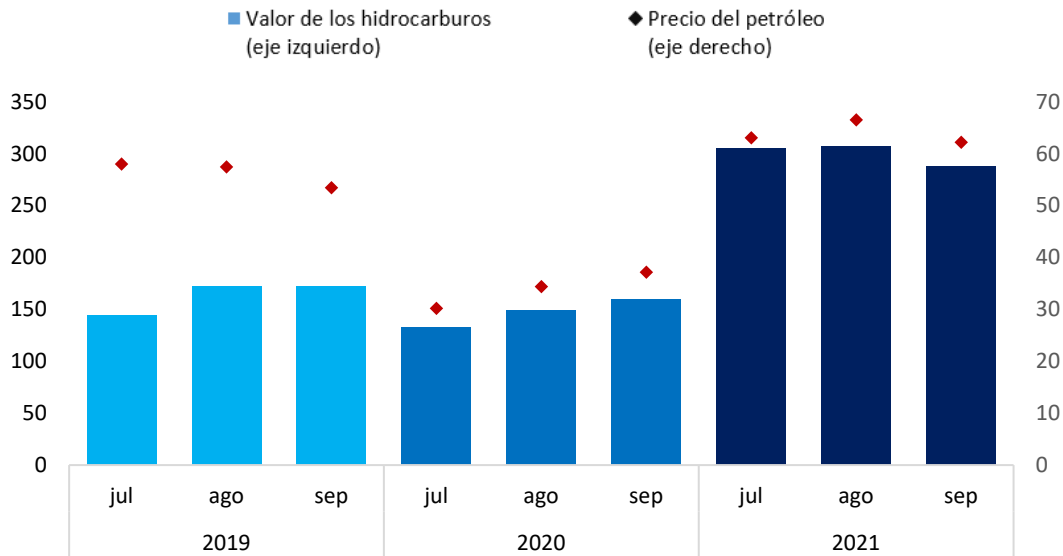
Gráfica 24. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad
julio - septiembre
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

Por su parte, el valor de los hidrocarburos producidos calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 900 mdd, monto 10% mayor con respecto a lo observado el trimestre anterior. El incremento año-año es de 104% y se explica por un mayor nivel en los precios del petróleo y del gas natural, que aumentaron 89% y 110% respectivamente.

Gráfica 25. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ¹
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



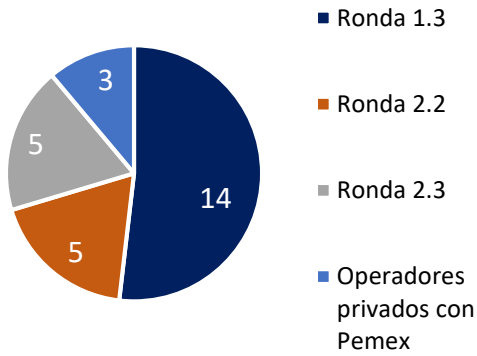
1. Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

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 y 23 gas natural. La producción promedio¹⁰ fue de 15 mbd de petróleo y 70 mmpcd.

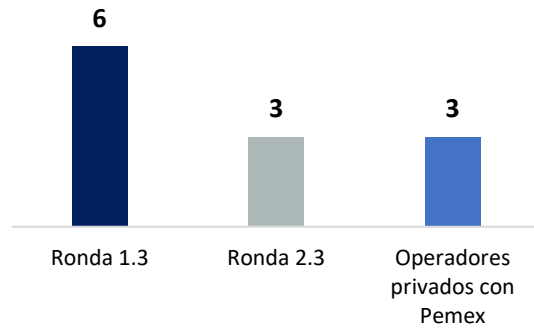
¹⁰ Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece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

Gráfica 26. Contratos de licencia con producción



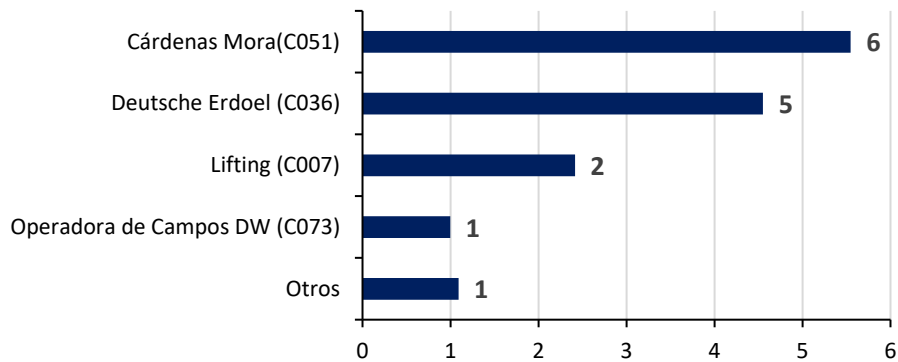
Fuente:FMP

Gráfica 27. Contratos de licencia con producción de petróleo



Fuente:FMP

Gráfica 28. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contratista^{1 2 3} julio-septiembre
(Cifras en miles de barriles día)



Fuente: FMP.

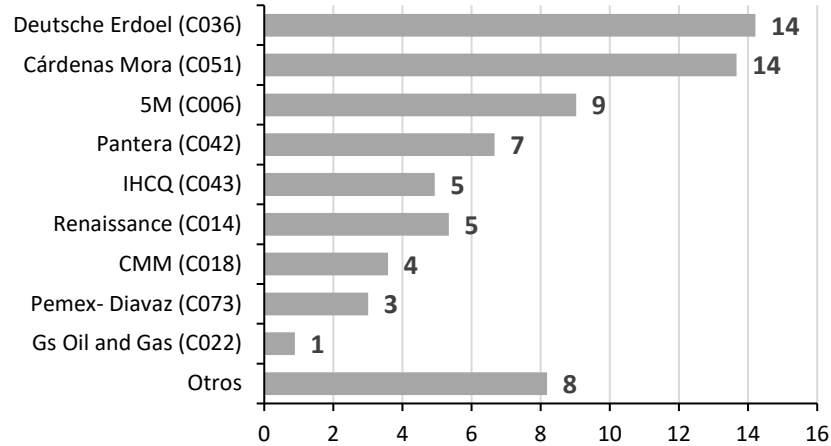
1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2021, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Jaguar (C045), Renaissance (C014), Óleum (C021), Tonalli Energía (C024) y Bloque VC 01 (C052).



Gráfica 29. Promedio diario de volumen de gas natural producido ^{1 2 3}
julio-septiembre
(Cifras en 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 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

4. Corresponde a los contratistas: Strata (C015), Lifting (C007), Strata (C023), Dunas (C019), Diavaz (C013), Grupo Mareógrafo (C017) y Jaguar (C045).

El Fondo determinó que el VCH alcanzó 115 mdd, de los cuales 37 mdd corresponden al Estado.

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1/2/}
julio-septiembre
(Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
jul-21	37,602,365	2,997,381	8,709,145	11,706,525
ago-21	39,218,876	3,270,924	9,677,685	12,948,609
sep-21	38,560,866	3,074,497	9,367,061	12,441,558
Total	115,382,107	9,342,801	27,753,891	37,096,692

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2021, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

La regalía base calculada del periodo fue de 9.3 mdd. A partir de los precios observados en este periodo se detonaron 166 tasas progresivas, de las cuales 36 corresponden a petróleo, 111 a gas natural y 19 a condensados.

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

Hidrocarburo	Tasa mínima ¹	Tasa máxima ¹	Tasa promedio ²	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	10.10%	9.49%	8,343,054	89.30%
Gas natural asociado	NA	11.68%	4.81%	693,314	7.42%
Gas natural no asociado	0.00%	15.01%	0.70%	57,380	0.61%
Condensados	5.00%	9.50%	5.08%	249,054	2.67%
Total				9,342,801	100%

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

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

Asimismo, cada contrato paga una regalía adicional calculada como un porcentaje sobre el VCH y la tasa aplicada es aquella ofrecida por los contratistas en las licitaciones¹¹, el monto total calculado para el periodo fue de 27.8 mdd.

Tabla 10. Regalía Adicional¹
julio-septiembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ²	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	82,659,788	10,745,772	38.7%
Ronda 1.3	57%	26,356,291	14,972,181	53.9%
Ronda 2.2	26%	2,393,408	612,963	2.2%
Ronda 2.3	36%	3,972,620	1,422,974	5.1%
Total		115,382,107	27,753,891	100%

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

2. 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 10 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para aquellos contratistas al corriente de sus pagos y retuvo 70, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

Adicionalmente, el Fondo está en espera de recibir de parte de la CNH las actas de volúmenes de producción de diversos contratos que se encuentran al corriente de sus obligaciones contractuales desde marzo de 2020 a la fecha. Por lo anterior, durante este trimestre el Fondo ha retenido 3 certificados de pago de los contratos de la ronda 1.3. que se encuentran al corriente de los pagos de contraprestaciones y requieren de dichas actas para su emisión.

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

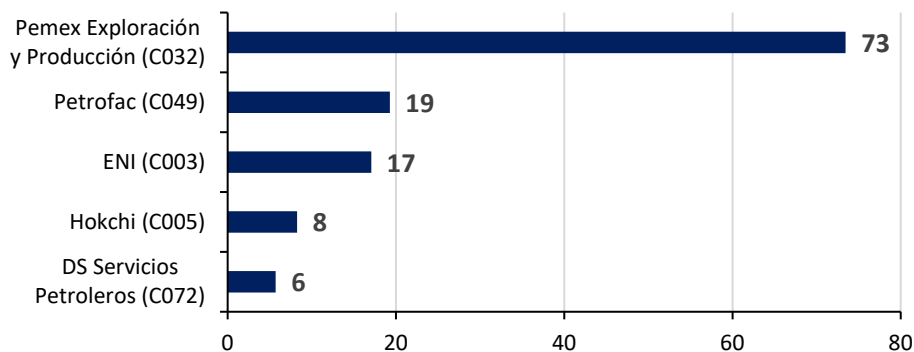
3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 6 de los 35 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo, de los cuales cuatro reportaron petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato registró gas natural no asociado y condensados y otro sólo extrajo petróleo. La producción promedio de dichos contratos durante el periodo fue de 124 mbd de petróleo y 153 mmpcd de gas natural.

Los contratos Ek-Balam (C032) y Santuario-El Golpe (C049), en conjunto aportaron cerca del 75% del crudo extraído bajo la modalidad de producción compartida.

Gráfica 30. Promedio diario de volumen de petróleo producido ^{1 2}

julio - septiembre
(Cifras en miles de barriles día)



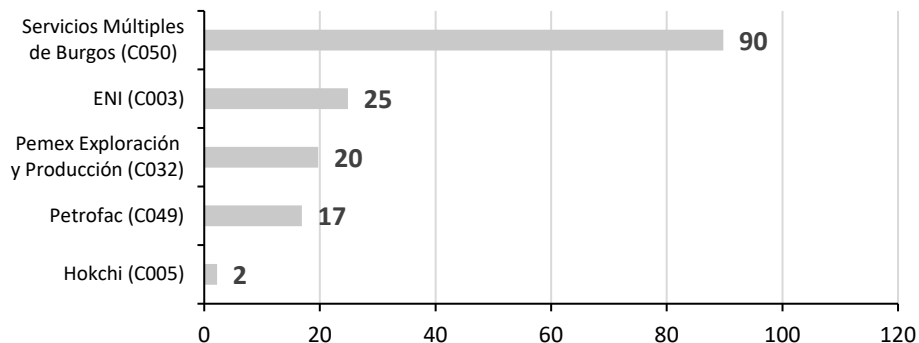
1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

Gráfica 31. Promedio diario de volumen de gas natural producido ^{1 2 3}

julio - septiembre
(Cifras en millones de pies cúbicos día)



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 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2021.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.



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 se pagan en especie, con excepción de la cuota exploratoria y, en algunos casos, los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes se requiere calcular el VCH, el cual en el trimestre ascendió a 785 mdd.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida^{1 2}
julio-septiembre
(Cifras en dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
jul-21	267,674,870	248,805,951	16,852,679	2,016,239
ago-21	267,778,033	248,644,482	16,118,033	3,015,518
sep-21	249,237,527	227,193,738	18,713,963	3,329,826
Total	784,690,429	724,644,171	51,684,675	8,361,582

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre de 2021.

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 producción¹
julio-septiembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (billones de BTU)	Condensados (miles barriles)
Estado	4,392	3,426	43
Pemex	5,084	5,488	63
Operadores privados	1,911	5,632	58
Total	11,387	14,545	164

1. Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.

Al igual que para el caso de los contratos de licencia, el Fondo se ha encontrado imposibilitado a emitir certificados de pago de los contratos que requieren la recepción de las actas suscritas entre CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo. En este supuesto se ubican 6 certificados de pago correspondientes a los dos contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

Adicionalmente, en el trimestre, como parte del proceso de cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se aplicaron los siguientes ajustes por instrucción de la SHCP resultado de sus labores de verificación:

- Restitución del valor de los activos reconocidos ubicados en el área contractual a la fecha efectiva del contrato de Santuario-El Golpe (C049).
- Recálculo de las contraprestaciones para el contrato Misión (C050) debido a una reclasificación de costos para los periodos de enero a abril 2020, además de una modificación de los volúmenes comercializados para noviembre 2019.

En el trimestre también se ejecutaron ajustes derivados de las siguientes modificaciones realizadas por la CNH a la información que se utiliza como insumo en el cálculo de contraprestaciones:

- Cambios a los precios de venta del comercializador del Estado para los hidrocarburos gaseosos del contrato AMT (C003) correspondientes a noviembre de 2020.
- Modificación del precio de venta del comercializador del Estado para el petróleo del contrato Ébano (C072) correspondiente al periodo abril de 2021.
- Cambios a la información de volúmenes y precios de venta para el contrato Santuario-El Golpe (C049) correspondientes a los periodos de marzo a julio 2021.

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, durante el periodo que se reporta, el Fondo recibió 230.3 mdd de los cuales 196.5 fueron entregados por P.M.I. derivados de la comercialización de los hidrocarburos del Estado para los periodos de mayo a julio de 2021 y por un complemento de pago de la comercialización de abril de 2021 para el contrato de Ébano. Los 33.8 mdd restantes fueron entregados por Trafigura y CFenergía correspondiente a los hidrocarburos extraídos en octubre de 2020, siendo este el último pago esperado de ambos comercializadores.

Tabla 13. Ingresos por comercialización^{1 2}
julio-septiembre
(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe³
Trafigura ⁴	32.2
CFenergía ⁵	1.7
PMI ⁶	196.5
Total	230.3

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 1,998 dólares.

4. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

5. Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFenergía, S.A. de C.V.

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



Durante el tercer trimestre de 2021, los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

Tabla 14. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado¹
julio-septiembre
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura ²	171,335
CFEnergía ³	17,496
PMI ⁴	10,646,352
Total	10,835,182

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

2. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

3. Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFEnergía, S.A. de C.V.

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

Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 775.2 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹².

¹² 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.

Contrato Eni-Lukoil de la ronda 2.1 (Sáasken-Sayulita)

El contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos con identificador RF-C003-2017-019, denominado Sáasken-Sayulita se encuentra ubicado en aguas someras frente a las costas de Tabasco, éste fue adjudicado en la primera licitación de la Ronda 2 (R2.1) en septiembre de 2017 bajo la modalidad de producción compartida a la petrolera italiana Eni (operadora) con el 80% de participación y Lukoil con el 20% de participación¹³.

Al cierre del tercer trimestre de 2021, dentro del área se han realizado dos descubrimientos y existen otros siete prospectos¹⁴ que no han sido perforados¹⁵ (imagen 1).

Imagen 1. Ubicación del Sáasken-Sayulita (R2.1)¹



Fuente: FMP con información de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

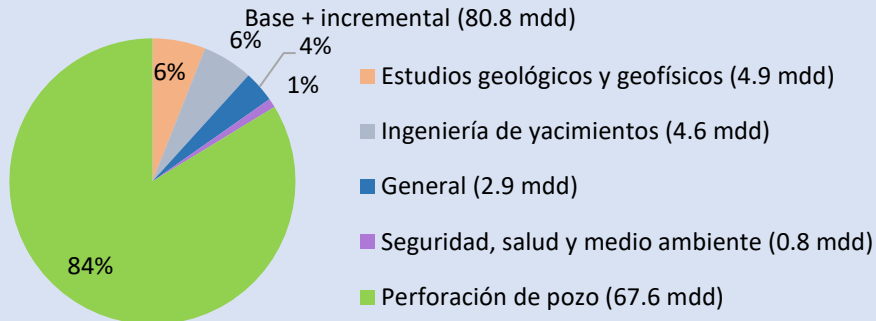
1. En negro se muestran los pozos perforados, los cuales han resultado exitosos. En naranja se muestran los prospectos a perforar.

El descubrimiento más reciente se trata del yacimiento Sayulita, anunciado en agosto del 2021. El hallazgo se realizó en el pozo Sayulita1-Exp, cuya perforación inició en junio de este año con un costo cercano a los 29 millones de dólares (mdd). De acuerdo con información preliminar presentada por la empresa, el yacimiento podría contar con recursos prospectivos del orden de entre 150 y 200 millones de barriles (Mmb) de petróleo crudo equivalente y el pozo mencionado podría presentar una capacidad de producción de petróleo por 3 mil barriles día.

El otro descubrimiento del yacimiento Sáasken fue anunciado en febrero de 2020 y conforme a los estudios preliminares realizados por el consorcio podría contar con recursos prospectivos de entre 200 y 300 Mmb de petróleo. En ese sentido, en abril de 2021 la CNH aprobó el plan de evaluación de Sáasken con la finalidad de iniciar los estudios pertinentes para determinar su viabilidad comercial.

El plan de evaluación contempla una inversión total de hasta 80.8 mdd, dividida en dos escenarios, el base y el incremental (gráfica 32). En el escenario base se realizarían principalmente estudios geofísicos y de ingeniería de yacimientos con una inversión por 8.6 mdd. En el caso de que dichos estudios resulten favorables, se llevaría a cabo el escenario incremental el cual incluye la perforación del pozo Sáasken 2-DEL y una prueba de producción, con una inversión por 72.2 mdd. Al respecto, el 17 de agosto de 2021 la CNH autorizó la perforación de Sáasken 2-DEL el cual presenta un probabilidad de éxito del 50%.

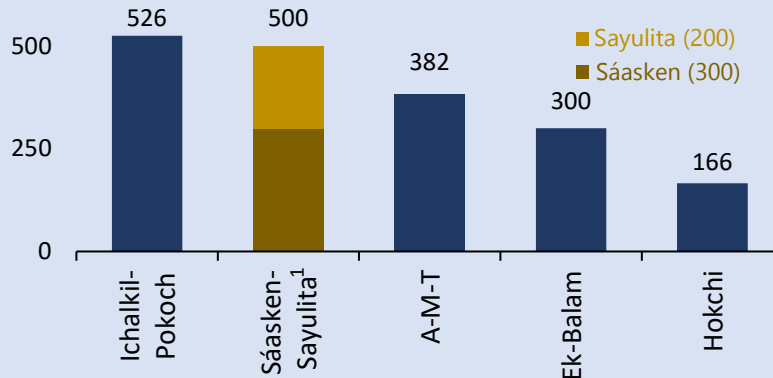
Gráfica 32. Inversiones del plan de evaluación de Sáasken
(millones de dólares)



Fuente: FMP con información de CNH.

En ese contexto, los recursos estimados para ambos yacimientos podrían alcanzar 500 Mmb (gráfica 34), lo que los colocaría en el segundo sitio de los contratos de producción compartida con mayores reservas. Cabe mencionar que dichos recursos podrían aumentar en el caso de que los 7 prospectos contemplados por la empresa resulten exitosos, los cuales continúan con actividades de exploración y se estima que en conjunto tengan una probabilidad de éxito mayor al 30%. Por su parte, la CNH aprobó un programa de inversiones por hasta 122.9 mdd de los cuales el 42% se ejercería entre 2022 y 2023, en concreto en dicho programa se contempla la perforación del prospecto Holbox para 2022.

Gráfica 33. Reservas 2P de los contratos de producción compartida
(millones de barriles de petróleo)



Fuente: FMP con información de CNH.

1. Se refiere al límite superior de los recursos prospectivos estimados por el contratista de petróleo para Sáasken y de petróleo crudo equivalente para Sayulita.

¹³ En diciembre de 2019 la CNH autorizó la cesión del 15% de la participación de ENI a favor de Capricorn, sin embargo, dicho cambio aún no se refleja en el registro fiduciario del Fondo.

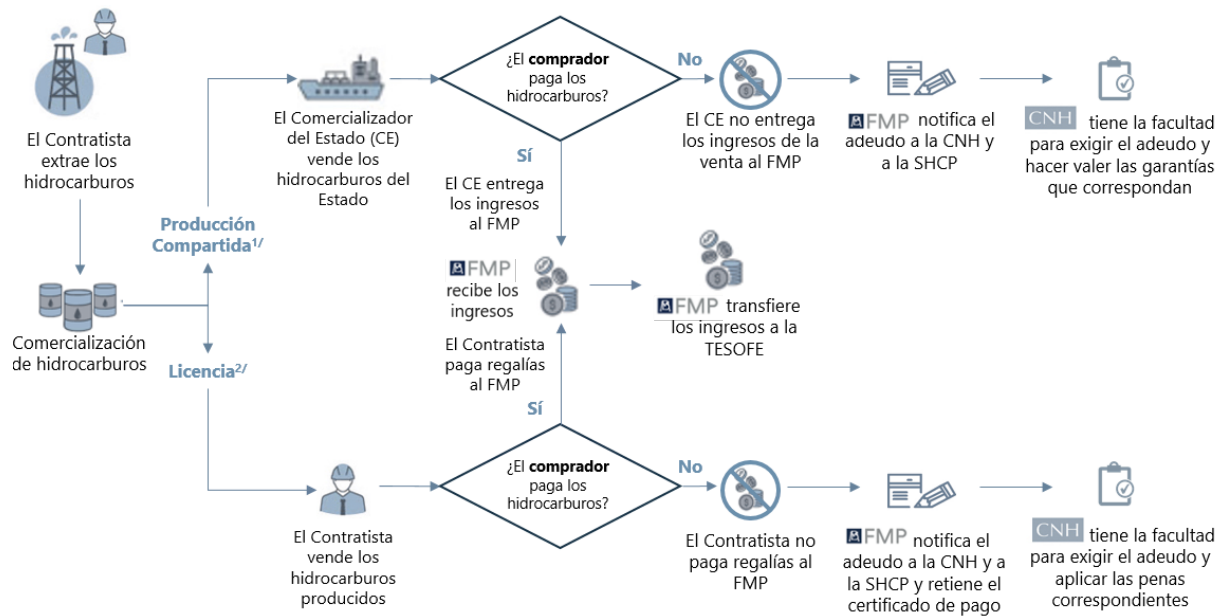
¹⁴ Un prospecto exploratorio es una condición geológica en el subsuelo que ha sido visualizada, susceptible de contener uno o varios yacimientos de hidrocarburos y que está suficientemente bien definida para ser viable de perforar.

¹⁵ De acuerdo con el último plan de exploración aprobado por la CNH el 10 de diciembre de 2020.

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 disminuyeron en 51% respecto de lo observado el trimestre previo y ascienden a 33 mdd. La reducción se atribuye principalmente a los pagos realizados por parte de los comercializadores del Estado¹⁶, con lo que los adeudos vigentes corresponden a contratos de licencia por el pago de regalías.

Diagrama 1. Contraprestaciones pendientes de pago al Estado



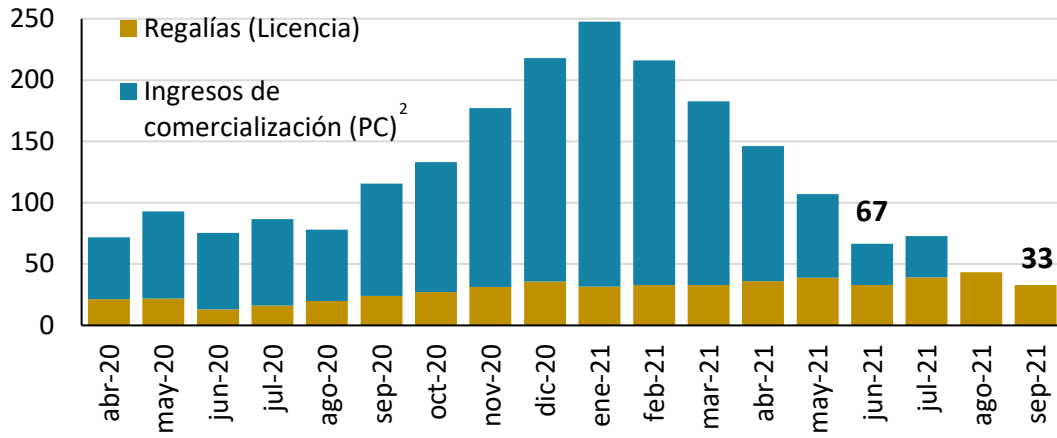
1/ Para los contratos de Producción Compartida, los hidrocarburos se reparten entre el Estado (CNH) y el contratista aplicando criterios de factibilidad técnica y con base en la distribución provisional instruida por el FMP derivado del cálculo de contraprestaciones, la cual es publicada en el SIPAC 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.

¹⁶ Los comercializadores Trifigura y CFenergía realizaron los pagos correspondientes a los hidrocarburos del Estado comercializados de julio a septiembre de 2020.

Gráfica 34. Adeudos al Estado acumulados¹

(Cifras en millones de dólares)



1. Se consideran los adeudos generados por la producción de marzo de 2020 a agosto de 2021, con información actualizada al 30 de septiembre de 2021.

2. Los comercializadores Trafigura y CF Energía adeudaban los ingresos asociados a la comercialización de hidrocarburos de octubre de 2020 debido a que el comprador de los hidrocarburos los pagó con retraso y a los pagos realizados por Cárdenas Mora.

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 29,195,192 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	1.4
Tecnologías de la Información	11.2
Otros Gastos de Operación	0.2
Subtotal	25.2
IVA	4.0
Total	29.2

^{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 trimestre el Fondo recibió 6 solicitudes de acceso a la información, las cuales fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia. Los temas sobre los que versaron las solicitudes de acceso a la información fueron, entre otros, los siguientes: a) acuñación de monedas; b) contratación de recursos materiales del Fondo; c) estudios realizados por el consultor; d) convenios con instituciones educativas para la prestación de servicio social y e) acciones realizadas ante la caída de precios del petróleo y devaluación.

ii. Talleres para contratistas

En septiembre el Fondo 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, la CNH y la SENER.

iii. Publicación de estadísticas

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 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).

Al cierre del trimestre, el Fondo actualizó de manera mensual 4,214 series estadísticas y 431 cuadros analíticos, adicionalmente, se actualizaron 3 estructuras de información las cuales se pueden visualizar en SIE-Banxico.

iv. Estrategia de comunicación

Durante este trimestre, la cuenta del Fondo en Twitter registró un incremento de 1,000 seguidores con respecto al mismo periodo del año anterior, contando actualmente con más de 15,000. La publicación de la información más destacada de la cuarta sesión del Comité Técnico, así como de tuits relacionados con las actividades del asignatario, contribuyeron a amplificar la audiencia en dicha red social.

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

En septiembre la firma de auditoría que funge como auditor externo del Fondo dio inicio a la revisión de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2021.

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

ii. Fortalecimiento al Control Interno

Durante este trimestre, para dar cumplimiento con el programa de actualización normativa del Banco de México se inició la actualización de los manuales de procedimientos de operación de los procesos de Operación financiera del FMPED y de Administración financiera de los contratos del FMPED, asegurando que los manuales del Fondo reflejen la ejecución de las actividades y los controles implementados.



Por otra parte, se concluyó la elaboración del Plan de trabajo de ciberseguridad del Fondo y se inició la etapa de implementación y seguimiento de controles. Lo anterior tiene como finalidad generar un programa de reforzamiento continuo, que permita extender la ciberseguridad en todos los procesos del Banco. En línea con lo anterior, como parte de los controles que se deben atender, se finalizó la elaboración del inventario de activos tecnológicos del Fondo.

Finalmente, en conjunto con la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos del Banco de México, se finalizó con la clasificación de los puestos del Fondo, bajo los criterios del modelo de integridad y lealtad institucional.



Anexo. Estados financieros