

Informe trimestral julio - septiembre 2021

Sesión de Comité Técnico
28 de octubre de 2021

Fundamento

I

Contenido

II

II.a Administración de los ingresos petroleros

II.b Administración de la reserva del Fondo

II.c Administración financiera de los contratos

II.d Administración del Fondo

Propuesta de acuerdo

III

- De acuerdo con la Ley del Fondo¹, el fiduciario debe publicar por medios electrónicos, por lo menos dentro de los treinta días naturales posteriores al cierre de cada trimestre calendario un informe trimestral, previa aprobación del Comité Técnico, que contenga:
 1. Reporte de actividades;
 2. Estados financieros;
 3. Transferencias a la Tesofe, así como a los destinos previstos en la Ley del Fondo;
 4. Honorarios fiduciarios pagados, y
 5. Gastos cubiertos al comercializador del Estado.
- Adicionalmente, se incluye el informe trimestral respecto a la administración de la reserva del Fondo².

1. Artículo 19 de la Ley del Fondo.

2. Lineamiento Décimo Cuarto de la Política de Inversión y de Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo.

Fundamento

I

Contenido

II

II.a Administración de los ingresos petroleros

II.b Administración de la reserva del Fondo

II.c Administración financiera de los contratos

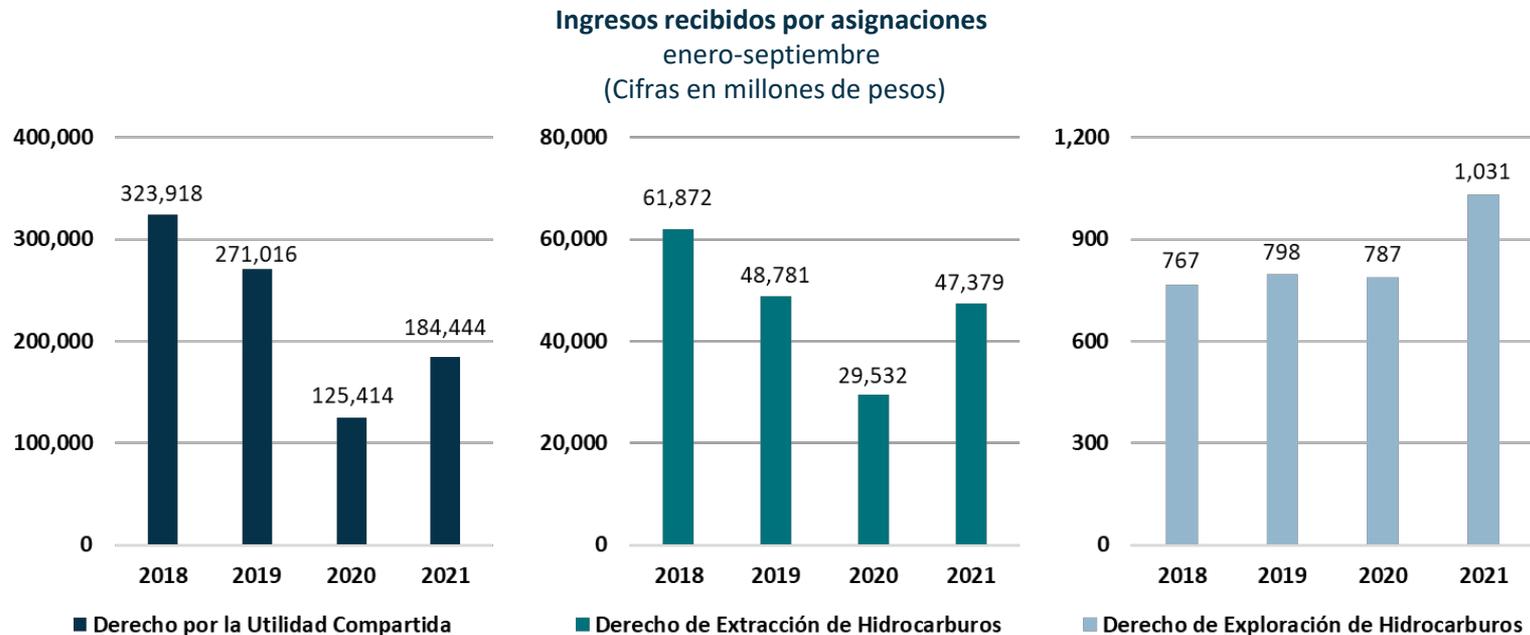
II.d Administración del Fondo

Propuesta de acuerdo

III

II.a Administración de los ingresos petroleros

- Durante el tercer trimestre del año, el Fondo gestionó un total de 599 operaciones de recepción de recursos provenientes de asignaciones (Pemex), contratos y comercialización de hidrocarburos del Estado³.
- En el periodo, el Fondo recibió 82,963 millones de pesos (mdp) de Pemex por derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida.



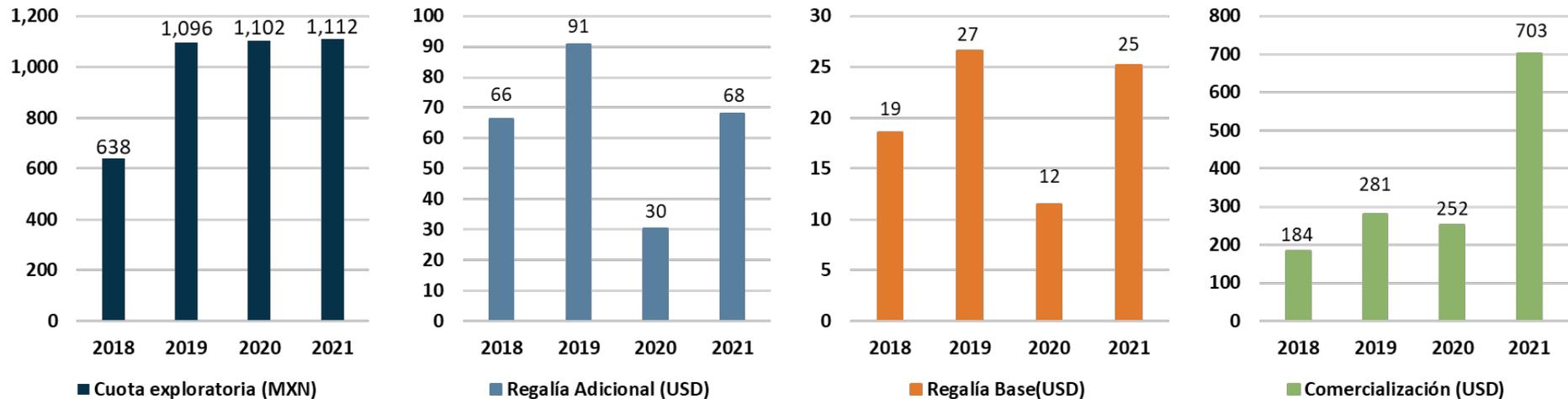
Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

3. Artículos 27, 37, Apartado A, fracción II, y 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

II.a Administración de los ingresos petroleros

- Asimismo, durante el tercer trimestre del año se recibieron ingresos a favor del Estado por 371 mdp correspondientes a la cuota exploratoria y 274 millones de dólares (mdd) por regalías, penas convencionales⁴ y comercialización.

Ingresos recibidos por contratos
enero-septiembre
(Cifras en millones de pesos y millones de dólares)



Notas: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

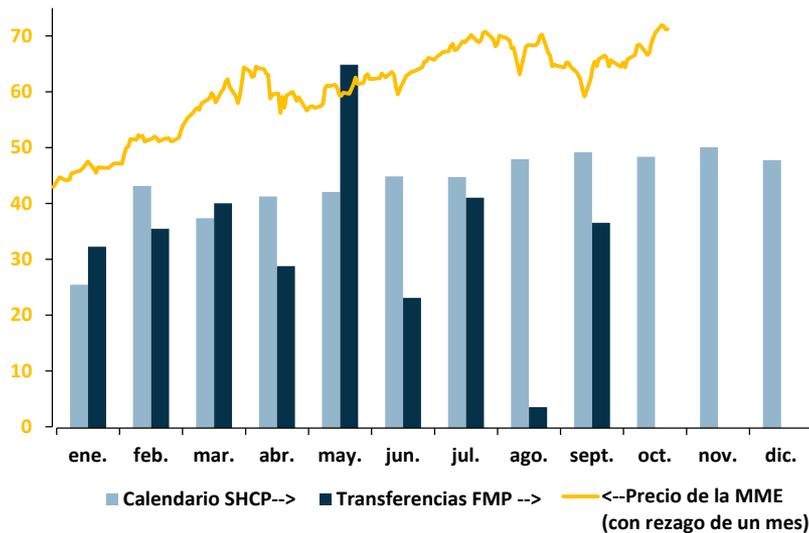
4. Los ingresos por concepto de penas convencionales durante el trimestre ascendieron a 32,732 dólares.

II.a Administración de los ingresos petroleros

- Las transferencias en el tercer trimestre fueron por un total de 53,446 mdp.
- Durante el periodo enero a septiembre de 2021, las transferencias correspondientes al ejercicio 2021 ascienden a 201,069 mdp, equivalentes al 0.8% del PIB estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2021.
 - ✓ Las transferencias no incluyen el derecho por la utilidad compartida ni el derecho de extracción de hidrocarburos correspondientes a julio y agosto que se autorizó diferir a Pemex⁵.

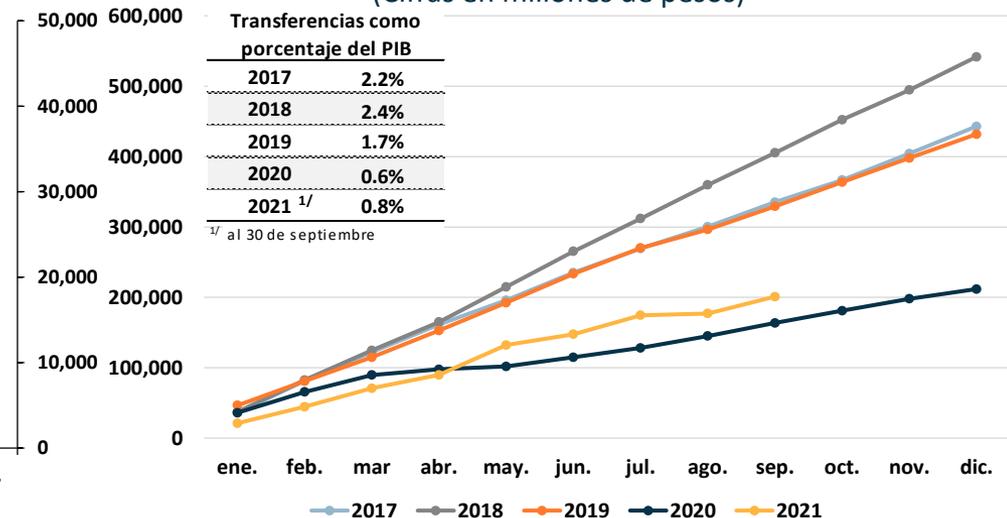
Transferencias ordinarias mensuales

(Cifras en dólares por barril y millones de pesos)



Transferencias ordinarias anuales

(Cifras en millones de pesos)



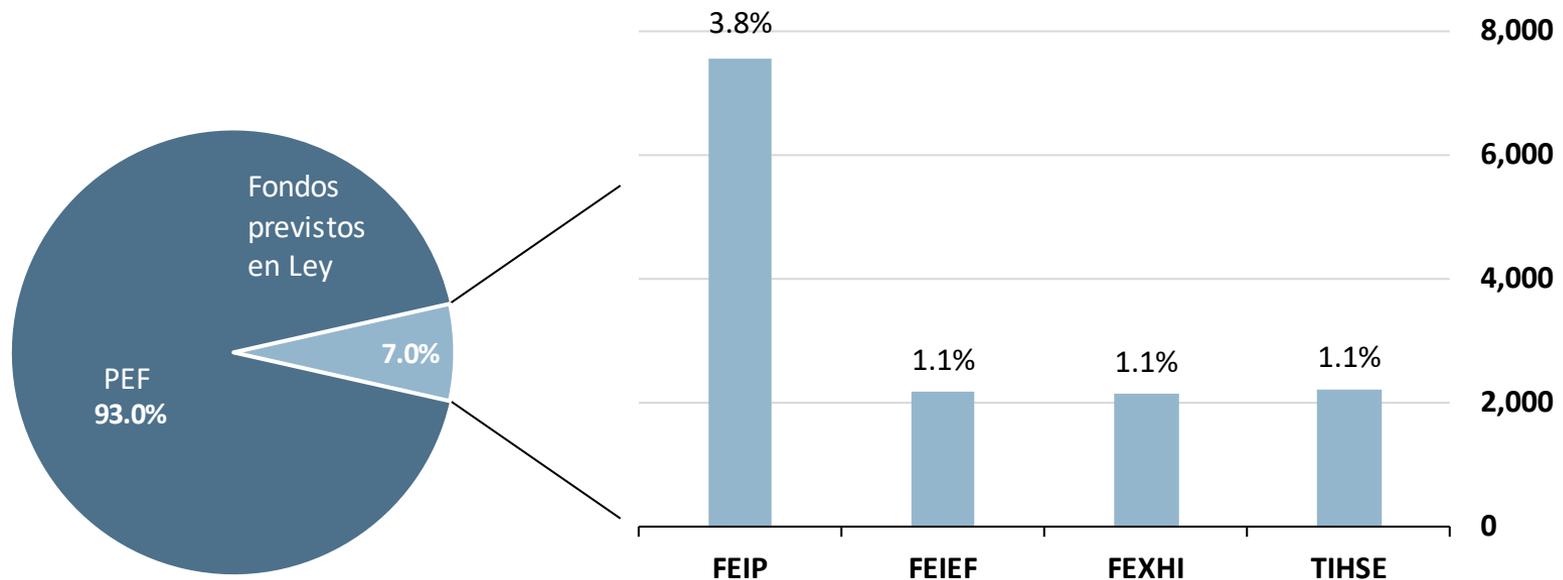
5 Decretos por los que se otorgaron beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicados en el Diario Oficial de Federación el 25 de agosto de 2021 y el 27 de septiembre de 2021.

II.a Administración de los ingresos petroleros

- El 93% de los recursos transferidos durante el periodo enero a septiembre se destinaron a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación⁶ (PEF), lo que equivale a 186,932 mdp. El 7% restante fue transferido a los fondos y destinos previstos en la Ley del Fondo, equivalente a 14,136 mdp⁷.

Transferencias al PEF y a los destinos previstos en la Ley del Fondo

(Cifras en millones de pesos y como porcentaje del total transferido)



FEIP: Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios

FEIEF: Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas

FEXHI: Fondo de Extracción de Hidrocarburos

TIHSE: Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética

Nota: los montos pueden no coincidir por redondeo.

6. Incluyendo las transferencias a los municipios colindantes con la frontera y litorales por los que se realice la salida del país de los hidrocarburos.

7. Incluyendo las transferencias para cubrir los costos de fiscalización en materia petrolera de la Auditoría Superior de la Federación.

Fundamento

I

Contenido

II

II.a Administración de los ingresos petroleros

II.b Administración de la reserva del Fondo

II.c Administración financiera de los contratos

II.d Administración del Fondo

Propuesta de acuerdo

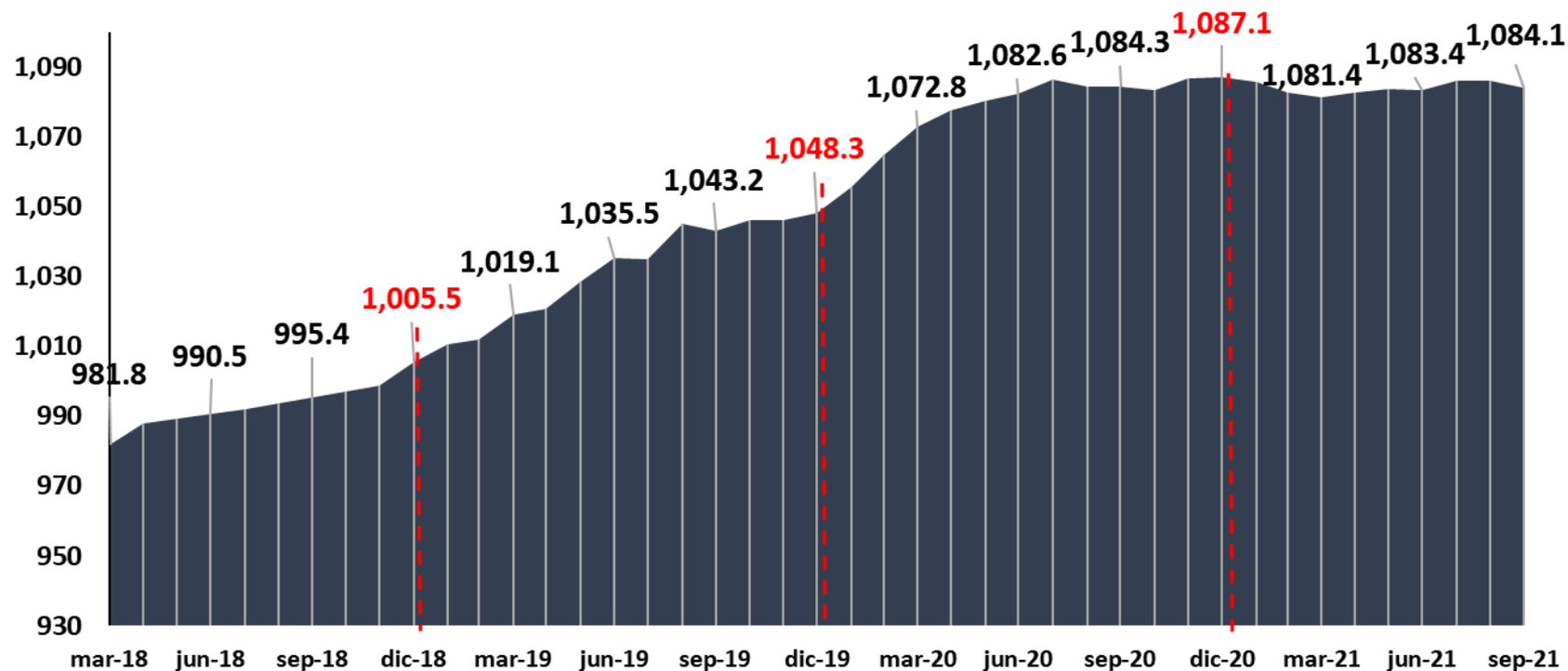
III

II.b Administración de la reserva del Fondo

- Al cierre del tercer trimestre, el valor de la Reserva ascendió a 1,084.1 mdd, lo que representó un rendimiento de 0.07% en el trimestre.

Valor de la reserva del Fondo

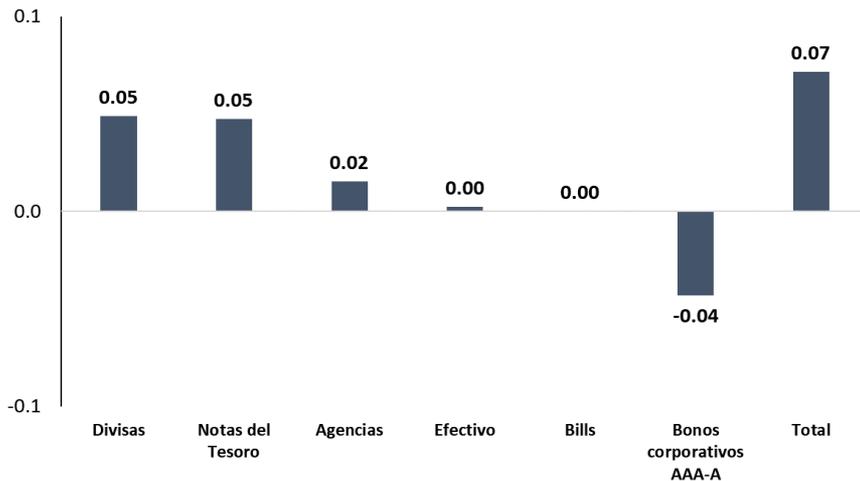
(Cifras en millones de dólares)



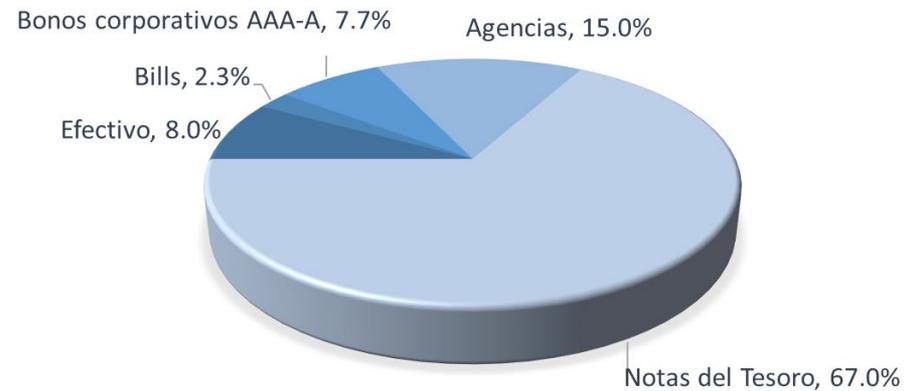
II.b Administración de la reserva del Fondo

- El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de las divisas y las notas del tesoro de EE.UU., las cuales contribuyeron con 5 puntos base cada una.
- La composición de la cartera de inversión se adecuó a lo establecido en la PIARF y al cierre del trimestre presentó una duración modificada de 2.2% y un rendimiento al vencimiento de 0.4% en dólares.

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



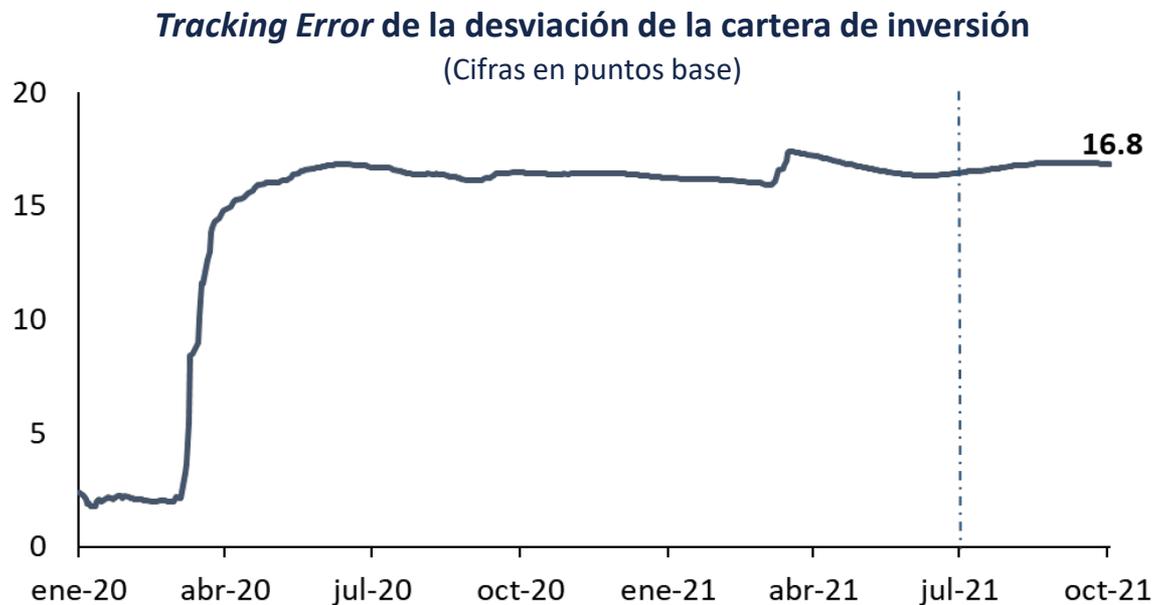
Composición de la cartera de inversión al cierre de septiembre 2021



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

Cumplimiento de límites de riesgo

- El *Tracking Error* se ubicó en 16.8 puntos base, manteniéndose por debajo del límite máximo de 50 puntos base aprobado por el Comité Técnico.



Cumplimiento de lineamientos de inversión

- Los instrumentos de inversión que conforman la cartera de inversión y las contrapartes con las que se realizaron las operaciones de la Reserva cumplieron con las calificaciones crediticias mínimas establecidas para tal efecto.

Fundamento

I

Contenido

II

II.a Administración de los ingresos petroleros

II.b Administración de la reserva del Fondo

II.c Administración financiera de los contratos

II.d Administración del Fondo

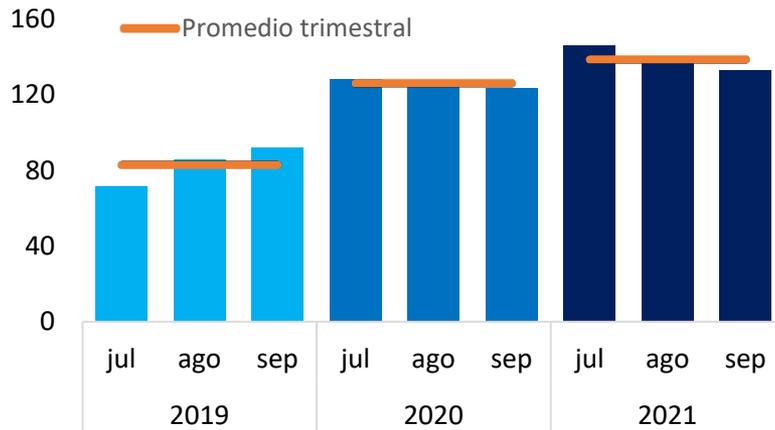
Propuesta de acuerdo

III

- En el tercer trimestre de 2021, el Fondo administró los aspectos financieros de 111 contratos de los cuales 33 tuvieron producción.
 - ✓ 17 extrajeron petróleo, 28 gas natural y 23 condensados.

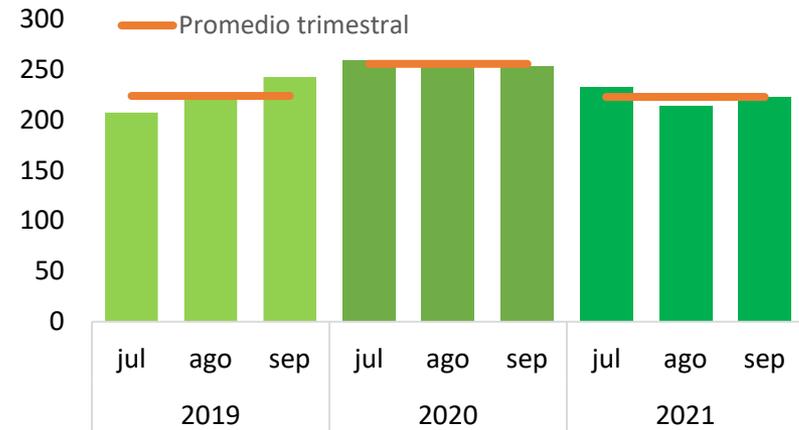
Petróleo

- En el trimestre la producción promedio⁸ fue de 138 miles de barriles día (mbd).
 - ✓ Lo anterior es un incremento anual de 9.9%.
 - ✓ Los campos con mayor producción fueron Ek-Balam y Santuario – El Golpe.



Gas natural

- En promedio⁸ se produjeron 223 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).
 - ✓ Dicha cifra representa una caída de 13% contra el mismo trimestre del 2020.
 - ✓ Los campos con la mayor producción fueron Misión y Ogarrio.

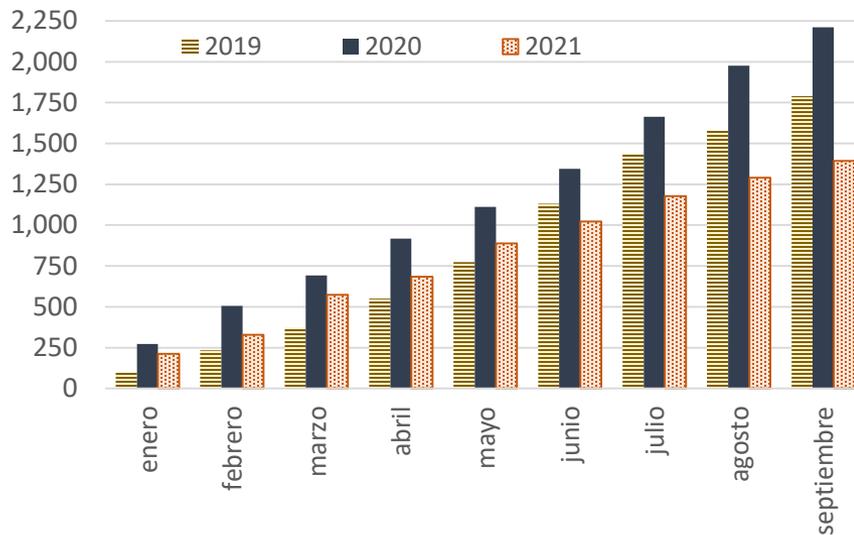


8. Se refiere al volumen promedio ponderado por los meses de junio, julio y agosto de 2021 calculados en julio, agosto y septiembre de 2021, respectivamente.

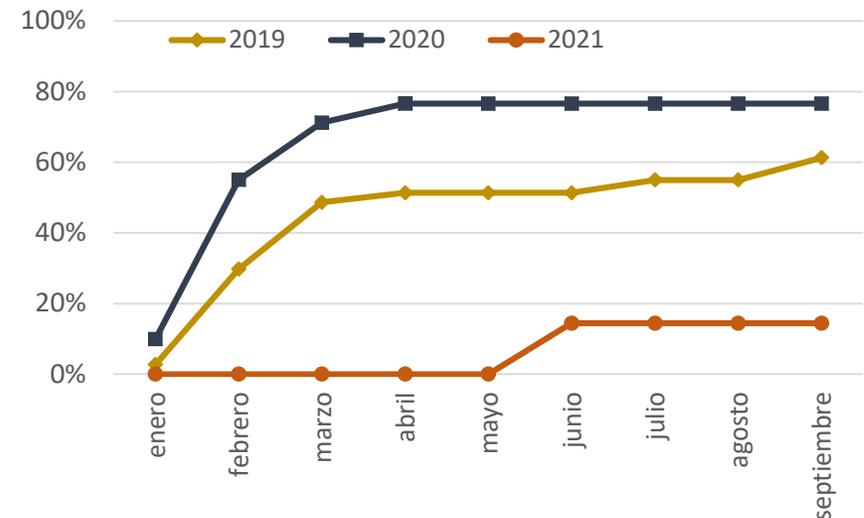
II.c Administración financiera de los contratos

- Al cierre del tercer trimestre de 2021 el monto acumulado anual de inversiones asociadas a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ascendió a 1,393 mdd.
 - ✓ Dicho monto es 37% menor que lo observado en 2020 y 22% menor a 2019.
- El desfase se explica por la incapacidad de los contratistas para cargar información de costos, ante la falta de registro de sus respectivos presupuestos.
 - ✓ A septiembre, menos del 20% de los contratos podía reportar información de las actividades asociadas a Programas de Trabajo 2021.

Monto acumulado anual de inversión
(Millones de dólares)



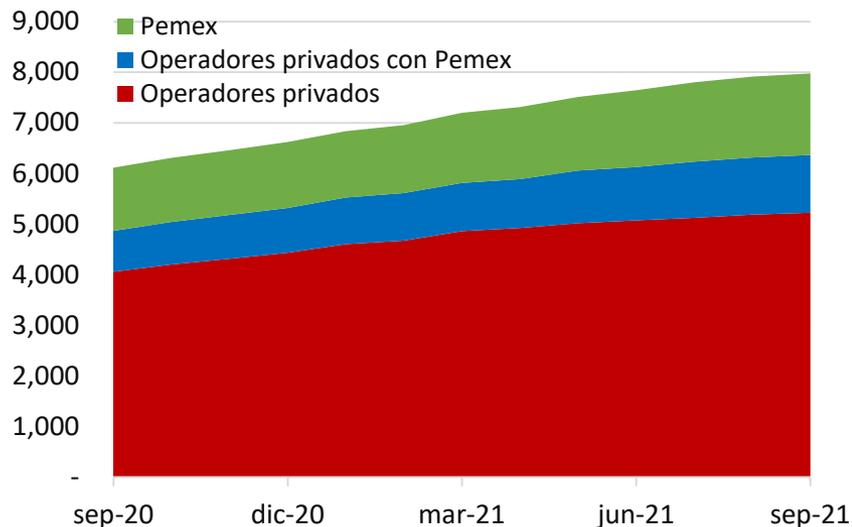
Porcentaje del total de contratos con presupuesto del año corriente



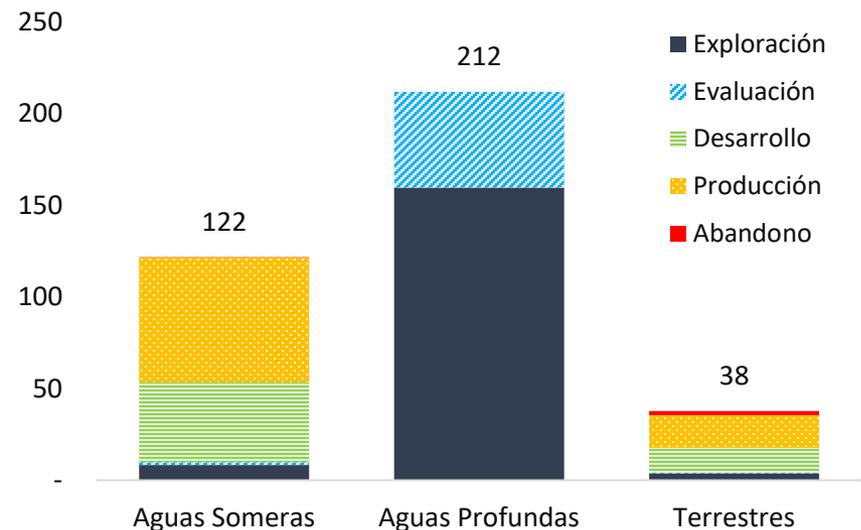
II.c Administración financiera de los contratos

- El monto de inversiones acumulado desde 2015 asciende a 7,979 mdd.
 - ✓ El 73% de dichas inversiones proviene de los operadores privados.
- De los 371 mdd registrados por los contratistas durante el periodo destaca que:
 - ✓ El 57% fue de contratos en aguas profundas debido a que los 16 contratos que cuentan con presupuesto para 2021 son de este tipo.

Inversión acumulada por tipo de contratista
(Cifras en millones de dólares)



Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad
(Cifras en millones de dólares)



II.c Administración financiera de los contratos

- En el trimestre, el valor de los hidrocarburos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 900 mdd, lo que representa un aumento de 104% respecto a lo observado durante el mismo trimestre del año pasado.
 - ✓ Lo anterior se debe a un aumento de precios, 89% del petróleo y 110% del gas natural.
- Para los contratos bajo la modalidad de licencia, el VCH ascendió a 115 mdd y el total de regalías calculadas a 37 mdd.

Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo ^{1 2}
(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	3,074,496	9,367,061	12,441,558
Total	115,382,107	9,342,801	27,753,891	37,096,692

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

- El VCH al amparo de los contratos de producción compartida ascendió a 785 mdd.

Distribución final de las contraprestaciones en especie y valor contractual de los hidrocarburos

Hidrocarburo	Contraprestaciones en especie			VCH
	Estado	Pemex	Operadores privados	(dólares)
Petróleo (miles de barriles)	4,392	5,084	1,911	724,644,171
Gas natural (billones de BTU)	3,426	5,488	5,632	51,684,675
Condensados (miles de barriles)	43	63	58	8,361,582

- De conformidad con 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 el trimestre, PMI¹⁰ entregó al Fondo 196.5 mdd por la venta de dichos hidrocarburos.
 - ✓ Además, en agosto el Fondo recibió los 34 mdd que adeudaban Trafigura y CF Energía¹¹ por la comercialización de octubre de 2020.
 - ✓ Las comisiones de los comercializadores ascendieron a 10.8 mdd de los cuales 10.6 mdd correspondieron a PMI, 0.2 mdd a Trafigura y 0.02 mdd a CF Energía.

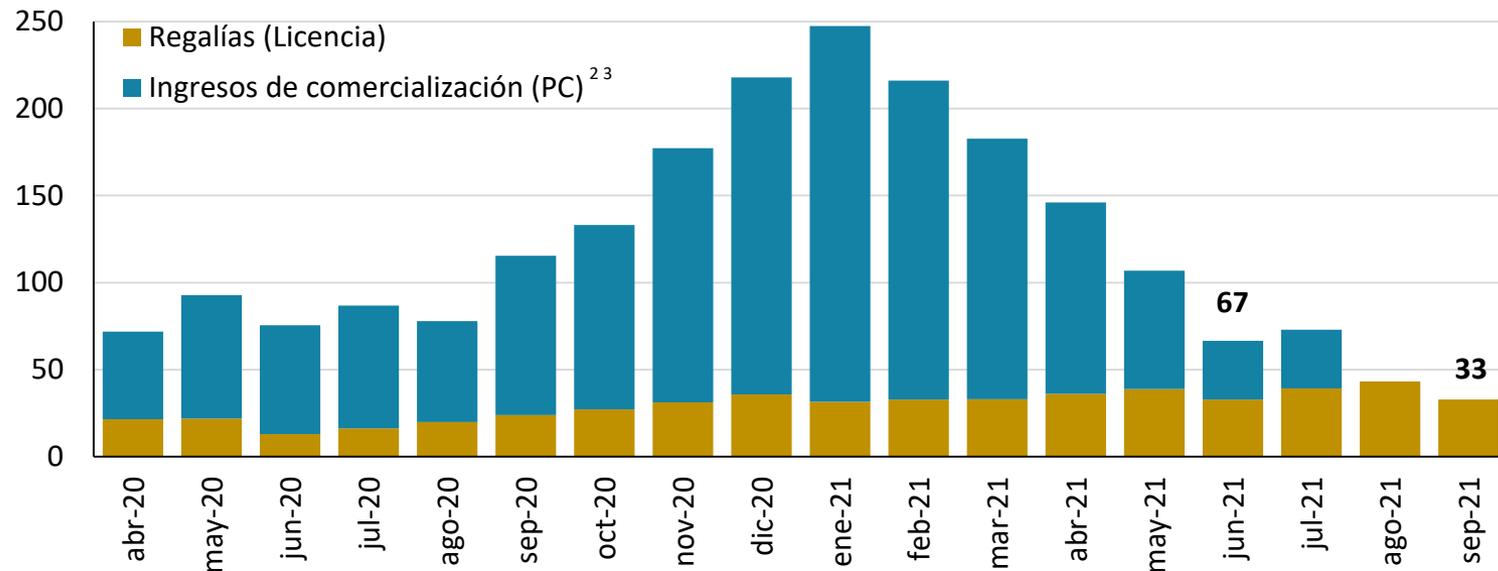
10. P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V., el comercializador actual del Estado, tanto para hidrocarburos líquidos como gaseosos.

11. Trafigura México, S.A. de C.V. y CF Energía, S.A. de C.V., ambas prestaban al Estado los servicios de comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos, respectivamente.

II.c Administración financiera de los contratos

- Al 30 de septiembre de 2021 las contraprestaciones pendientes de pago al Estado ascienden a 33 mdd, la disminución de 34 mdd respecto del trimestre previo refleja el pago de la comercialización de Trafigura y CF Energía.
- ✓ Todos los adeudos han sido notificados a las autoridades para las acciones correspondientes.

Adeudos al Estado acumulados ¹
(Millones de dólares)



- 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.
- La disminución en los adeudos respecto a lo observado al cierre de junio 2021 se atribuye a pagos realizados durante el tercer trimestre de 2021 por parte de Trafigura y CF Energía, correspondientes a los hidrocarburos del Estado comercializados en 2020 y a los pagos realizados por Cárdenas Mora.
- 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 pagó con retrasos.

II.c Administración financiera de los contratos

Indicadores seleccionados para los contratos en producción¹

Concepto	Ek-Balam	A-M-T	Hokchi	Cuichapa P.	Santuario	Ogarrio
Operador	Pemex	Eni	Hokchi	Lifting	Petrofac	Deutsche E.
Ronda/Migración	M1	R1.2	R1.2	R1.3	M2	A4
Fecha de suscripción	may-17	nov-15	ene-16	may-16	dic-17	mar-18
Inicio de producción del área	oct-91	jul-19	may-20	ene-60	mar-66	ene-60
Variación ²	↑134%	N/A	N/A	↑343%	↑224%	↓29%
Producción						
Trimestral ³ (mbd)	73	17	8	2	19	5
Pico (mbd)	106	90	30	47	27	30
Año del pico ⁴	2022	2022	2022	1972	1973	1960
Inversión ejercida ⁵ (mdd)	1,602	1,247	814	91	185	58
Número de pozos perforados ⁶	24	10	5	2	1	2
Ingresos del Estado						
<i>Government take</i> ⁷	31%	35%	31%	69%	48%	21%
Generados ⁸ (mdd)	1,199	198	30	143	438	101

1. A menos de que se especifique lo contrario, se refiere a los montos acumulados desde el inicio de vigencia del contrato a la fecha.
2. Se refiere a la variación de la producción observada en el 3T2021 respecto del trimestre anterior a cambiar al régimen de contratos.
3. Producción promedio observada en el 3T2021.
4. Se refiere al año observado o estimado del pico. En caso de ser un dato estimado, se refiere a lo contemplado en el plan de desarrollo del contrato.
5. Se refiere al total de inversiones registradas por el contratista en el SIPAC.
6. Se refiere a los pozos perforados y terminados, con información de la CNH.
7. Se refiere al porcentaje del valor de la producción que le corresponde al Estado.
8. Se refiere a las contraprestaciones asociadas a la producción más la cuota exploratoria.

Indicadores seleccionados para los contratos en exploración ¹

Concepto	Ichalkil-Pokoch	Zama	Sáasken-Sayulita	Trión
Operador	Fieldwood	Talos ³	Eni	BHP Billiton
Ronda/Migración	R1.2	R1.1	R2.1	A1
Fecha de suscripción	ene-16	sep-15	sep-17	mar-17
Reservas ⁴	526	670	500	420
Inversión ejercida ⁵ (mdd)	660	285	75	443
Número de pozos perforados ⁶	3	3	1	2
Ingresos generados para el Estado ⁷ (mdd)	1	3	2	4

1. A menos de que se especifique lo contrario, se refiere a los montos acumulados desde el inicio de vigencia del contrato a la fecha.

2. El 5 de julio de 2021, se dio a conocer que la SENER emitió la Resolución de Unificación del yacimiento Zama por el cual determinó designar a Pemex Exploración y Producción como el operador para el Área Unificada.

3. Se refiere únicamente al operador del contrato con registro fiduciario RF-C002-2015-002 que fue adjudicado en la R1.1.

4. Para Ichalkil-Pokoch y Trión, se refiere a la certificación de reservas 2P y 3P, respectivamente, en millones de barriles de petróleo (MMb) con información de la CNH. Para Zama, se refiere a recursos contingentes 2C en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) estimados por el contratista. Para Sáasken-Sayulita, se refiere a los recursos prospectivos en MMb estimados por el contratista.

5. Se refiere al total de inversiones registradas por el contratista en el SIPAC.

6. Se refiere a los pozos perforados y terminados, con información de la CNH.

7. Se refiere a las contraprestaciones asociadas a la producción más la cuota exploratoria.

Sáasken-Sayulita (Ronda 2.1)

- El contrato de producción compartida se firmó en septiembre de 2017 por el consorcio conformado por Eni (operadora) y Lukoil.
- En el área se han realizado dos descubrimientos:
 1. Sayulita - anunciado en agosto del 2021, podría contar con recursos prospectivos de entre 150 y 200 millones de barriles (Mmb) de petróleo crudo equivalente.
 2. Sáasken - anunciado en febrero de 2020, podría contar con recursos prospectivos de entre 200 y 300 Mmb de petróleo.
- Los recursos estimados para ambos yacimientos en conjunto podrían sumar 500 Mmb de petróleo.
 - ✓ Con esto sería el segundo contrato de producción compartida con mayores reservas.

Ubicación de Sáasken-Sayulita (R2.1)¹

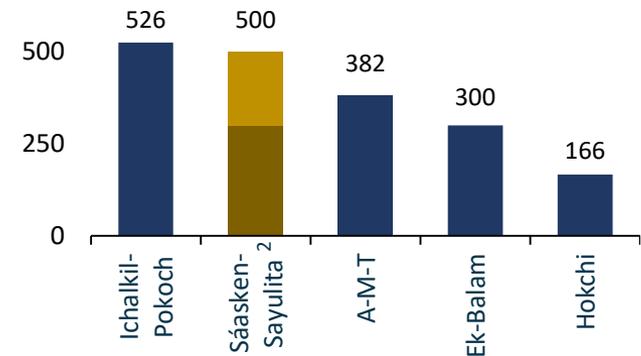


Fuente: FMP con información de CNH.

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

Reservas 2P de los principales contratos

(millones de barriles de petróleo)



Fuente: FMP con información de CNH.

2. Se refiere al límite superior de los recursos prospectivos estimados de petróleo para Sáasken y de petróleo crudo equivalente para Sayulita.

- Actualmente, una parte del área asociada a Sáasken se encuentra en evaluación para determinar su viabilidad económica.
- El plan de evaluación que la CNH aprobó en abril de 2021 podría representar 81 mdd de inversión si se materializan los dos escenarios:

- ✓ Base (9 mdd) - considera principalmente estudios geofísicos e ingeniería de yacimientos.
- ✓ Incremental (72 mdd) - si las actividades del escenario base resultan favorables, se realizaría la perforación de un pozo, autorizado por la CNH en agosto de 2021.

Inversiones del plan de evaluación de Sáasken¹

(millones de dólares)



Fuente: FMP con información de CNH.

1. Se refiere a la suma del escenario base más el incremental.

- Sayulita y siete prospectos restantes continúan en exploración.
 - ✓ Se estima que en conjunto tengan una probabilidad de éxito mayor al 30%.
 - ✓ La CNH aprobó un programa de inversiones por hasta 122.9 mdd de los cuales el 42% se ejercería entre 2022 y 2023.
 - ✓ La perforación del prospecto Holbox está programado para 2022.

Fundamento

I

Contenido

II

II.a Administración de los ingresos petroleros

II.b Administración de la reserva del Fondo

II.c Administración financiera de los contratos

II.d Administración del Fondo

Propuesta de acuerdo

III

Transparencia, fiscalización y control interno

- El Fondo dio respuesta en tiempo y forma a 6 solicitudes de acceso a la información.
- El 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.
- El Fondo concluyó la elaboración del plan de trabajo de ciberseguridad 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.
- El Fondo en conjunto con la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos (DGCAR) del Banco de México finalizó la clasificación de los puestos del Fondo bajo los criterios del modelo de integridad y lealtad institucional.
- El Fondo inició la actualización de los manuales de procedimientos de operación de los procesos de operación financiera del Fondo y administración financiera de contratos de acuerdo al programa de trabajo establecido por la DGCAR.

Publicación de estadísticas

- En el periodo se dio cumplimiento a las obligaciones del Fondo en materia de transparencia.
 - ✓ Al cierre del trimestre, el Fondo actualiza de manera mensual 4,214 series estadísticas y 431 cuadros analíticos.

Estrategia de comunicación

- La cuenta del Fondo en Twitter registró un incremento de 1,000 seguidores con respecto al mismo periodo del 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 al aumento referido.

Talleres para contratistas

- En septiembre el Fondo realizó el tercer taller virtual del año destinado a apoyar a los contratistas en el cumplimiento de sus obligaciones asociadas al registro de información en el sistema informático del FMP, en el que se contó con la participación de la SHCP, la CNH y la SENER.

(Vínculo al Informe trimestral julio - septiembre 2021)

Fundamento

I

Contenido

II

II.a Administración de los ingresos petroleros

II.b Administración de la reserva del Fondo

II.c Administración financiera de los contratos

II.d Administración del Fondo

Propuesta de acuerdo

III

Por lo expuesto y fundado, se somete a consideración de ese Órgano Colegiado la siguiente propuesta de:

Acuerdo:

El Comité Técnico, con fundamento en el artículo 19 de la Ley del Fondo; las cláusulas Décima, fracción XII y Décima Cuarta, fracción VII, del Contrato Constitutivo del Fondo; el lineamiento Décimo Cuarto de la “Política de Inversión y de Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo”; aprobó el informe trimestral del periodo julio a septiembre de 2021, conforme al documento que se agrega al apéndice del acta de la presente sesión.