



Gaceta Parlamentaria

Año XXIV

Palacio Legislativo de San Lázaro, viernes 30 de abril de 2021

Número 5771-XX

CONTENIDO

Comunicaciones

De la Secretaría de Energía, con la que remite el informe anual 2020 de Petróleos Mexicanos

Anexo XX

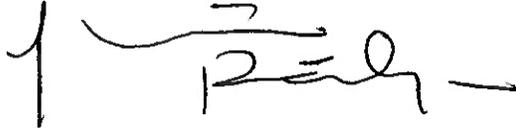
Viernes 30 de abril

Tórnese a la Comisión de Energía, para su conocimiento. Abril 30 del 2021.

Oficio No. SENER/2021/107.

Ciudad de México, a 27 de abril de 2021

ASUNTO: Informe anual de Petróleos Mexicanos 2020



DIP. DULCE MARÍA SAURI RIANCHO
PRESIDENTA DE LA MESA DIRECTIVA DE LA
H. CÁMARA DE DIPUTADOS.
PRESENTE

Que en sesión 971 Extraordinaria de fecha 27 de abril de 2021, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos fue presentado el Informe Anual 2020 suscrito por el Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General de Petróleos Mexicanos, el cual fue aprobado por los Consejeros con fundamento en los artículos 13, fracciones XVII y XXIX y 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, en mi carácter de Presidente del Consejo, hago llegar al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión el siguiente:

1. Informe Anual 2020 aprobado por el Consejo de Administración en su sesión 971 Extraordinaria, con la documentación anexa siguiente:
 - a) Acuerdo por el que, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emite la evaluación de la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos, y
 - b) Acuerdo por el que, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprueba el referido informe.

Sin otro particular, reitero a usted mi respeto y mi más distinguida consideración.

ATENTAMENTE



ING. NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA,
SECRETARIA DE ENERGÍA.



H. CÁMARA DE DIPUTADOS
PRESIDENCIA DE LA
MESA DIRECTIVA

30 ABR. 2021 13:52

RECIBIDO
Teresa Juárez Haro

ANEXO: Informe Anual 2020 de Petróleos Mexicanos.

cc. Lic. Octavio Romero Oropeza, Director General de Petróleos Mexicanos. Para su conocimiento.



PEMEX
Secretaría del Consejo
de Administración

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

**Sesión 971 Extraordinaria
27 de abril de 2021**

**A c u e r d o
CA-048/2021**

I.1 Evaluación del Consejo de Administración sobre la Ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos por el Ejercicio 2020.

Con fundamento en los artículos 13, fracción XXIX, y 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **emitió** la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2020, en los términos del documento adjunto.



Lic. Leslie Monica Garibo Puga
Secretaria

**Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos**

**Sesión 971 Extraordinaria
27 de abril de 2021**

**A c u e r d o
CA-049/2021**

**I.2 Informe Anual de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y
Empresas Filiales, correspondiente al ejercicio 2020**

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVII y XXIX y 113, de la Ley de Petróleos Mexicanos, previa opinión del Comité de Auditoría, el Consejo de Administración **aprobó** el Informe Anual de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, correspondiente al ejercicio 2020, presentado por el Director General.



Lic. Leslie Mónica Garibo Puga
Secretaría

INFORME ANUAL 2020

POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Presentación

El Director General de Petróleos Mexicanos, de conformidad con lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, presenta el Informe Anual relativo a la gestión de la empresa realizada en el año 2020, para su aprobación y entrega subsecuente al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, a través del Presidente del Consejo de Administración.

Por la magnitud de sus operaciones y extensión de sus instalaciones, Petróleos Mexicanos prevalece como la empresa más importante en el ámbito económico e industrial a nivel nacional y es un participante relevante en el entorno energético internacional.

Durante 2020, la gestación de la pandemia ocasionada por el COVID-19 ha trastocado profundamente la economía a nivel mundial, por sus afectaciones en la salud de la población y el impacto negativo en prácticamente todas las actividades industriales y de servicios.

En este contexto, México sufrió este embate, y Pemex vio afectado su desempeño como Empresa Productiva del Estado derivado del impacto en los precios internacionales del petróleo y de productos petrolíferos, a la par de una pronunciada caída en las ventas internas de combustibles en el país.

No obstante, con el esfuerzo y dedicación de la base trabajadora y el apoyo irrestricto recibido del Gobierno Federal, la empresa materializó importantes avances en objetivos clave de su gestión, los cuales están plasmados en su Plan de Negocios 2019-2023 y alineados al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

Asimismo, en el ámbito financiero, Pemex se ubicó en el cuarto lugar como empresa petrolera a nivel mundial al generar valor en sus operaciones, que se reflejó en un EBIDTA de 19 por ciento y las utilidades reportadas trimestralmente han registrado una tendencia positiva. Respecto al endeudamiento neto, éste fue 10 por ciento inferior al monto autorizado.

La reestructura de la empresa continuó por el sendero marcado hacia la consolidación y racionalización de sus operaciones, donde el primordial avance se manifestó con la fusión de Pemex Fertilizantes en Pemex Transformación Industrial, así como la compactación en el número de empresas filiales.

Con relación a la ejecución de sus principales proyectos, Pemex mantuvo una dinámica importante: en el desarrollo de campos de producción de crudo y gas, alcanzando una tasa de restitución superior a lo extraído en 2020, donde destaca el hallazgo del campo petrolero gigante Dzimpona, en el estado de Tabasco, y la contribución de 160 mil barriles diarios a la producción de petróleo; y el avance en el mantenimiento a sus instalaciones de refinación y la construcción de la nueva refinería en Dos Bocas, Tabasco. Además, se renegociaron importantes acuerdos comerciales para alinear la relación contractual con clientes que favorecieron económicamente a la empresa y se ha trabajado para optimizar esquemas de pago y de financiamiento a proveedores de bienes y servicios.

En su conjunto, estos resultados muestran que, durante 2020, se transitó por el rumbo más adecuado para la gestión de la empresa, en beneficio de la sociedad mexicana y en apoyo a la economía y desarrollo nacionales, en un ambiente de honestidad, combate a la corrupción, uso racional de los recursos y austeridad republicana.



NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA
PRESIDENTE DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACIÓN



OCTAVIO ROMERO OROPEZA
DIRECTOR GENERAL

Contenido

Presentación	
Contenido	
1. RESUMEN EJECUTIVO	7
2. PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS	15
2.1 Órgano de gobierno	
2.2 Gestión corporativa	
2.3 Infraestructura	
2.4 Mercado	
2.5 Estrategia y perspectivas	
3. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	39
3.1 Exploración, desarrollo y reservas	
3.2 Producción de crudo y gas natural	
3.3 Contratos y asociaciones	
4. REFINACIÓN, PROCESO DE GAS Y PETROQUÍMICA	47
4.1 Transformación industrial	
4.2 Fertilizantes	
5. LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN	59
5.1 Logística	
5.2 Comercialización	
6. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	71
6.1 Seguridad industrial	
6.2 Protección ambiental	
7. INFORMACIÓN FINANCIERA	81
7.1 Estados financieros	
7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	
7.3 Ejercicio del presupuesto	
8. GOBIERNO CORPORATIVO	103
8.1 Sistema de control interno	
8.2 Responsabilidad social corporativa	

**9. EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN SOBRE
LA EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS ANUALES DE
PETRÓLEOS MEXICANOS 2020**

111

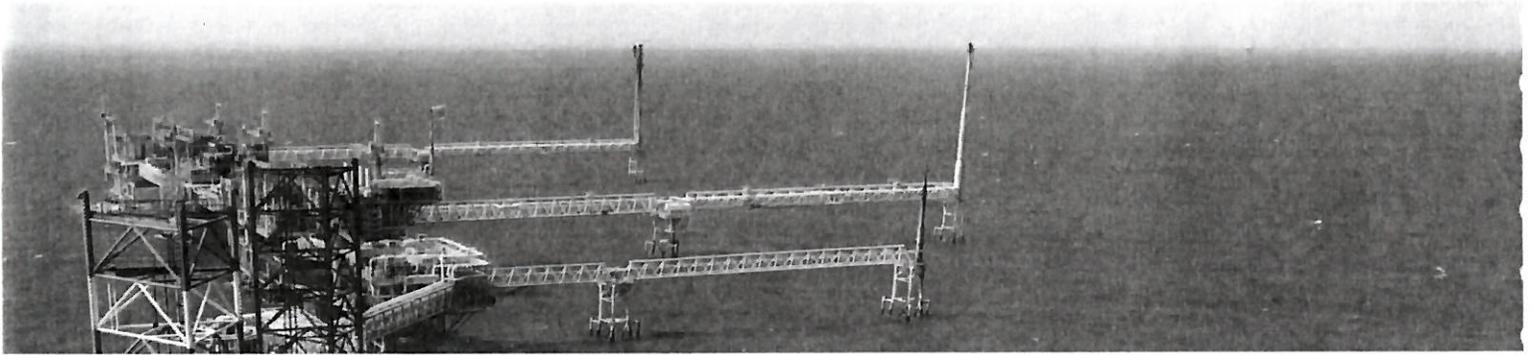
Anexo (Indicadores del Plan de Negocios)

Información general

Glosario
Sitios y localidades

1

RESUMEN
EJECUTIVO



En 2020, Petróleos Mexicanos (Pemex) avanzó con pasos firmes en su proceso de cambio en medio de un complicado entorno nacional e internacional definido por la pandemia ocasionada por el COVID-19 y sus efectos en la economía a nivel mundial, que lo llevó a la revisión y replanteamiento de las metas establecidas, reflejadas en el nuevo Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2021-2025 aprobado el 22 de marzo de 2021.

Como Empresa Productiva del Estado, Pemex tiene el propósito principal de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, por lo que su función es estratégica como uno de los principales actores en la economía nacional y palanca de desarrollo. Como parte de su reorganización en 2020, el Consejo de Administración autorizó la fusión de Pemex Fertilizantes con Pemex Transformación Industrial, misma que surtió efecto a partir del 1 de enero de 2021.

En el periodo que se reporta, se dio continuidad a las políticas de austeridad, que representaron ahorros de 4,171 millones de pesos¹ en servicios personales de operación. En materia de capital humano se buscó la mejora del desempeño profesional de los trabajadores mediante su

capacitación, sobre todo a través de medios a distancia y con un nuevo sistema de evaluación.

Por otra parte, en abastecimiento Pemex obtuvo ahorros de 12,617.1 millones de pesos por gestión de contratos y de 2,420.8 millones de pesos por alianzas contractuales y estrategias integrales de contratación. Se realizaron mejoras al proceso de abastecimiento que se reflejaron en reducción de tiempo, además de que se atendieron con oportunidad los requerimientos extraordinarios derivados de la pandemia. Como parte de la transparencia, se mantuvo la presencia de testigos sociales en los procedimientos contractuales relevantes de la empresa.

Las actividades exploratorias se enfocaron a la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en la Cuenca de Tampico-Misantla. Con los descubrimientos realizados en 2020, se considera de manera preliminar que incorporen una reserva 3P del orden de 896.3 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo, con lo que se estima una tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria de 105.2%.

¹ Dato preliminar podrá cambiar una vez que se integre la información de Cuenta Pública.

Asimismo, se mantuvo la producción de crudo, al promediar 1,705.4 miles de barriles diarios, volumen superior en 0.3% respecto a 2019, derivado del desarrollo de pozos en campos nuevos, atención inmediata a los problemas operativos y reducción de tiempo en intervenciones para el restablecimiento de pozos por fallas en bombeo electrocentrífugo; así como mayor actividad en mantenimiento de pozos.

La producción de gas natural alcanzó 4,851.9 millones de pies cúbicos diarios, incluyendo nitrógeno y bióxido de carbono. Este resultado, menor en 0.9% al registrado en 2019 se deriva del comportamiento de campos marinos de gas asociado y de gas no asociado en etapa de declinación.

En lo que va de esta administración, se redujo el costo de producción de un barril de petróleo al pasar de 14.1 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (bpce) en 2019 a 11.2 dólares en el 2020; es decir, 2.9 dólares menos por barril.

En transformación industrial se trabaja en la ejecución de dos proyectos clave: el mantenimiento profundo en las seis refinerías que conforman el Sistema Nacional de Refinación y la construcción de la nueva refinería Dos Bocas en Tabasco, de la cual se han concluido los estudios, y los servicios de desarrollo de ingeniería básica para 17 plantas de proceso. Inició la fabricación de tanques verticales y de esferas de almacenamiento, mientras que se tienen avances en adecuación del sitio, mejoramiento de suelos, desarrollo de ingenierías de detalle y en la adquisición de equipos críticos de largo tiempo de fabricación.

El proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación se ubicó en promedio en 590.6 miles de barriles diarios, volumen similar a 2019, como resultado de la continuidad del programa de rehabilitaciones del SNR. La producción de petrolíferos fue de 596.4 miles de barriles diarios, de los cuales 185.5 miles de barriles diarios fueron gasolinas, 113.6 miles de barriles diarios de diésel, 17.5 miles de barriles diarios de turbosina y 279.8 miles de barriles diarios de otros productos.

Se garantizó el abasto oportuno de combustibles a todo el territorio nacional, continuando con la operación del servicio de transporte por autos tanque en colaboración con la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA). Se mantuvo el control de la operación de los Sistemas de Transporte por Ducto, mediante el monitoreo de 2,412 kilómetros en los principales ductos. En apoyo a la estrategia del combate al mercado ilícito de combustibles, se robusteció la seguridad de los ductos con 8,500 elementos de distintas dependencias. En el combate al robo de hidrocarburos, adicional a los resultados relevantes del año anterior, se redujo la desviación volumétrica en ductos en 22% tanto para gasolinas como para gas licuado.

Respecto a la estrategia de recuperación de almacenamiento, se recuperaron 1,275 miles de barriles de capacidad de almacenamiento, superando la meta de recuperación de 350 miles de barriles para el cierre del año.

Pemex Transformación Industrial comercializó 918.2 miles de barriles diarios de petrolíferos, volumen inferior 24.2% a 2019 debido a la caída en las ventas de gasolina, diésel y turbosina por efecto de las medidas para combatir el COVID-19 y a la creciente incursión de particulares en el abastecimiento de gasolina y diésel en el mercado nacional. Para hacer frente a esta situación se replanteó su estrategia comercial con el propósito de contener la pérdida de mercado, orientándose tanto a la retención de volumen, como al fortalecimiento de la marca Pemex en el mercado.

En el comercio exterior, se tuvo superávit en la balanza comercial de 3,025.9 millones de dólares, que mejora el valor obtenido en 2019 en seis veces, por un valor de las exportaciones menor en 33.9% y menores importaciones en 47.6%, principalmente por los petrolíferos.



Las exportaciones de petróleo crudo mexicano promediaron 1,119.9 miles de barriles diarios, lo que representa un incremento de 1.5% respecto al año previo. Las exportaciones de petrolíferos se incrementaron 20.1%, principalmente por mayores exportaciones de combustóleo, que alcanzaron 109.6 miles de barriles diarios, 58.2% más que al año previo.

El volumen importado de gas natural disminuyó 11.7% en 2020, como resultado de la mayor participación de terceros en los mercados de gas, mientras que las importaciones de petrolíferos fueron 29.9% menores a las registradas en 2019.

Petróleos Mexicanos continuó la consolidación de iniciativas para fortalecer la cultura de seguridad y el liderazgo para mejorar el desempeño en seguridad y salud en el trabajo, en particular del Programa de Atención de Riesgos Críticos A1.

El índice de frecuencia de accidentes acumulado para el personal de Pemex se ubicó en 0.24 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra similar a la registrada el año previo y el índice de gravedad fue 13 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, 23.5% menor.

Pemex desarrolló actividades para mitigar los impactos ambientales generados por sus operaciones. Resaltan la creación e implementación de programas de detección y reparación de fugas en los sistemas de gas y la evaluación de proyectos para la reducción de emisiones por desfuegos; la implementación, operación y certificación de Sistemas de Gestión de Energía y la reducción en la quema de gas en los activos de aguas someras.



Se registró un aumento en el índice de emisiones de gases de efecto invernadero en actividades de exploración y producción, proceso de gas y refinación, mientras que se redujeron ligeramente en la elaboración de productos petroquímicos. Las emisiones de óxidos de azufre crecieron 19.5% debido a la salida de operación de sistemas de recuperación de azufre, mientras que la de óxidos de nitrógeno se elevó 0.9% debido al mayor consumo de combustible y al mayor desfogue a quemadores.

Se cumplió con la meta de reúso de agua, el inventario de residuos peligrosos creció 16% y el de sitios contaminados 12%. El número de fugas y derrames disminuyó 15%.

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía distinguió al Activo de Producción Veracruz por su sistema de gestión de energía al Activo de Producción Abkatún Pol Chuc por su eficiencia energética.

El endeudamiento neto fue de 31,403 millones de pesos, 10.3% menor al endeudamiento neto autorizado por el Congreso de la Unión. Continuó la diversificación de las fuentes de financiamiento, participando en mercados donde se mejore el perfil de su portafolio de deuda en términos de costo, plazo y liquidez.

El saldo de la deuda interna de Pemex fue de 289,066.1 millones de pesos², monto superior en 30,439.2 millones de pesos respecto al observado al cierre de 2019, que fue de 258,626.9 millones de pesos. Por su parte, el saldo de la deuda externa de Pemex ascendió a 96,598³ millones de dólares, monto superior en 6,845.7 millones de dólares al cierre de 2019.

Para el ejercicio fiscal, el Congreso de la Unión aprobó a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) un balance financiero de -62,623 millones de pesos en flujo de efectivo. Este balance consideró ingresos totales por 1,871,336 millones de pesos, egresos por 1,820,226 millones de pesos y un costo financiero neto de 113,734 millones de pesos.

Al cierre del ejercicio presupuestal, el déficit del balance financiero registrado fue de 110,875 millones de pesos, lo que representó un deterioro de 48,252 millones de pesos respecto al monto aprobado, resultado de menores ingresos propios por 166,982 millones de pesos, que se compensaron parcialmente con las disminuciones en el ejercicio de gasto programable por 101,985⁴ millones de pesos y del costo financiero por 16,745 millones de pesos.

² No incluye intereses devengados por 3,341.1 millones de dólares.

³ No incluye intereses devengados por 1,970.9 millones de dólares.

⁴ Incluye el resultado neto de operaciones ajenas por -1,498 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos reconoce la integridad, la confianza, la transparencia y rendición de cuentas como una prioridad. En este sentido, la administración ha establecido un sistema de control interno para promover la detección y mitigación eficaces en la prevención de riesgos y amenazas de corrupción, que se basa en el Marco de Control Interno Integrado del *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO, 2013) y se relaciona con un buen gobierno corporativo que tenga una fuerte cultura ética con expectativas claras de una conducta aceptable de una organización y con terceras partes.

Derivado de las auditorías a los estados financieros, durante 2020 se propusieron planes de remediación con el objetivo de determinar la causa raíz que generaron las observaciones. De esta forma, se atendieron 66 observaciones lo que representa el 45% de avance.

Petróleos Mexicanos está expuesto a diversos riesgos a lo largo de su cadena de valor, como los relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos; elaboración de

petrolíferos; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos; así como escenarios desfavorables de precios. En la administración de los riesgos empresariales se privilegia la atención de los riesgos estratégicos, aquéllos que podrían afectar significativamente el cumplimiento de los objetivos estratégicos establecidos en el Plan de Negocios de Pemex.

Para el ejercicio 2020, Pemex contrató una cobertura petrolera, con el fin de mitigar parcialmente el impacto de caídas en el precio del crudo, lo que generó ingresos por 377.4 millones de dólares.

En materia de responsabilidad social corporativa, para favorecer las relaciones de confianza con las comunidades, la inversión social ejercida alcanzó 1,764.8 millones de pesos, principalmente en donaciones de combustibles y asfalto, como parte del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente, en Obras de Beneficio Mutuo, y en cláusulas de Desarrollo Sustentable de los Contratos Integrales de Exploración y Producción.

Indicadores

Precios

Indicador	2019	2020
WTI (US\$/b)	57.04	39.25
Brent (US\$/b)	64.21	41.84
Mezcla Mexicana de Exportación (US\$/b)	55.68	35.82
Gas natural seco (US\$/MMBtu) ¹	2.56	2.03

¹ Precio Henry Hub.

Operativos

Indicador	2019	2020
Reservas probadas totales (MMbpce) ¹	7,042	7,384
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce) ²	82	896
Producción de petróleo crudo (Mbd) ³	1,701	1,705
Producción de gas natural (MMpcd) ⁴	4,894	4,852
Proceso de gas (MMpcd)	2,826	2,765
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	592	591
Producción de petrolíferos y gas licuado (Mbd) ⁵	726	691
Producción de petroquímicos (Mt) ⁶	7,140	5,883
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ⁷	1,212	918
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	3,339	2,652
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,103.3	1,119.9

1 Para 2019 cifra oficial de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), no considera campos en proceso de registro (el dato de Pemex es 7,216.2 MMbpce). Para 2020 el dato es información preliminar al 31 de diciembre.

2 Para 2019 cifra oficial de la CNH, no considera campos en proceso de registro (el dato de Pemex es 668 MMbpce). Para 2020 es información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

3 Incluye condensados producidos en campos.

4 Incluye nitrógeno y CO₂.

5 Para 2020 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (596.4 Mbd) y gas licuado de los complejos procesadores de gas (94.2 Mbd).

6 Producción bruta. Para 2020 incluye la producción de Pemex Transformación Industrial por 5,463.9 Mt (del SNR 390.8 Mt, de los complejos procesadores de gas 3,255.9 Mt, de los complejos petroquímicos 1,817.2 Mt) y de Pemex Fertilizantes 419 Mt.

7 No incluye gas licuado.

Financieros¹

Indicador (millones de pesos)	2019	2020
Balance financiero	27,213	-110,875
Deuda consolidada	1,983,174	2,258,727
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	-4.8	13.9
Total de ventas	1,401,971	953,662
EBITDA ²	397,179	180,386
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	28	19
Rendimiento (pérdida) de operación	102,829	-63,063
Ingreso financiero	29,236	16,742
Costo financiero	132,861	161,765
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	61,712	-323,480
Pérdida neta	-282,112	-509,052
Total del activo	1,984,247	1,928,488
Total del pasivo	3,915,657	4,333,215
Total del patrimonio	-1,931,410	-2,404,727

¹ Datos preliminares.

² Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficios a empleados netos de pagos de pensiones y servicio médico.

2

PERFIL DE
PETRÓLEOS
MEXICANOS



Petróleos Mexicanos (Pemex) está constituida como una Empresa Productiva del Estado, cuyo propósito principal es generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Por la magnitud de sus operaciones, es la empresa más grande del país, está posicionada entre las compañías petroleras más importantes a nivel internacional y en América Latina está considerada como la segunda marca más valiosa.

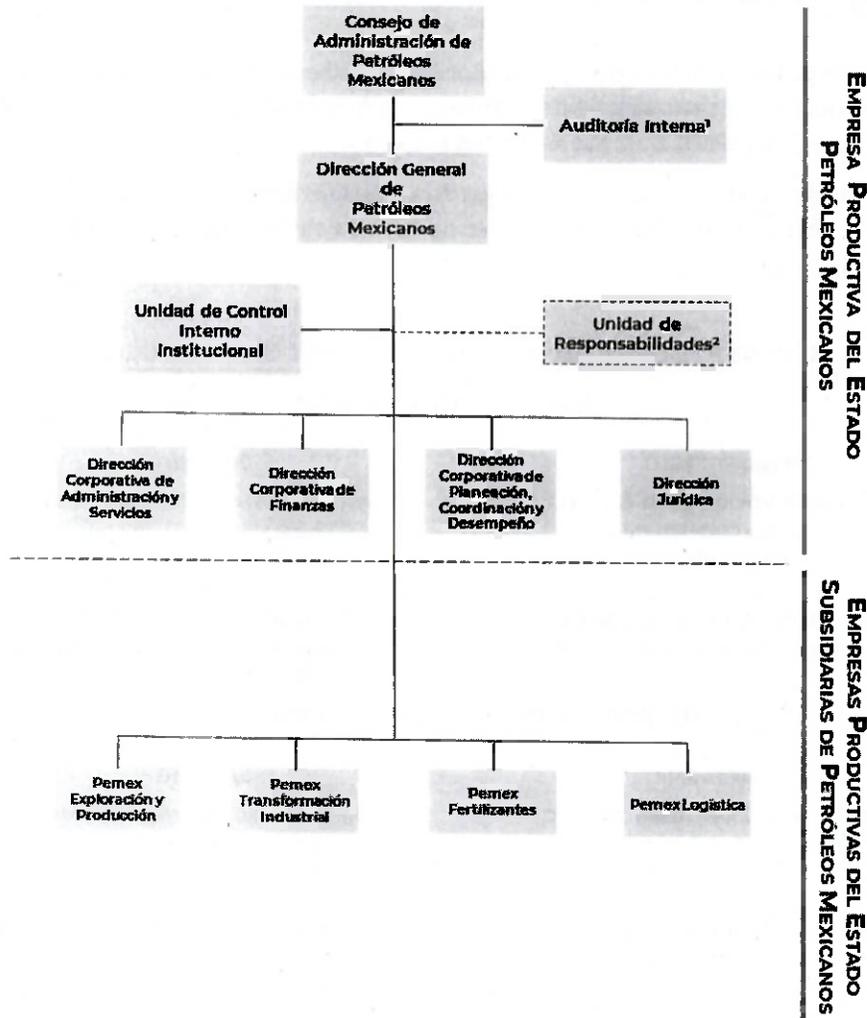
Dentro del sector energético, considerado estratégico para el Estado, Pemex realiza actividades de una manera integrada en la cadena de valor, que abarca la exploración, producción, procesamiento, transporte y la comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Sus actividades están alineadas al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, y tienen como objetivo primordial apoyar el desarrollo económico y social del país, conforme al propósito general de la nueva administración.

En 2019 se emprendió la reestructura de la Empresa Productiva del Estado, a fin de generar ahorros, elevar la eficiencia y fortalecer su competitividad para enfrentar a las empresas nacionales e internacionales asentadas en México. En ese sentido, en 2020, el Consejo de Administración autorizó la extinción de Pemex Fertilizantes y su fusión con Pemex Transformación Industrial; dicha fusión surtió efecto a partir del 1 de enero de 2021.

Al cierre de 2020, las Empresas Productivas Subsidiarias con que contó Pemex, desarrollaron sus actividades en distintos rubros de la cadena de valor:

- **PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP):** Ejecuta la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.
- **PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (PTRI):** Actúa en la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, y en la venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- **PEMEX LOGÍSTICA (PLOG):** Proporciona servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y a terceros.
- **PEMEX FERTILIZANTES (PFERT):** Ejecuta la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados.

Estructura organizacional de Petróleos Mexicanos



Estructura vigente a diciembre de 2020.

1 La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría. Artículo 52 de la Ley de Petróleos Mexicanos y Artículo 177 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.

2 Conforme al artículo décimo primero transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, depende jerárquicamente de la Secretaría de la Función Pública.

Para llevar a cabo las transacciones comerciales de petróleo crudo y de productos derivados en los mercados internacionales, Pemex se apoya en la filial P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI), que a su vez cuenta con soporte de múltiples empresas prestadoras de servicios administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado, para cumplir cabalmente con sus funciones.

De manera complementaria, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales tienen participación accionaria en empresas⁵ variadas, que contribuyen de manera coordinada para cumplir de manera eficaz y eficiente los objetivos de Pemex.

⁵ La relación completa de las empresas se presenta en el apartado de "Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales" en el capítulo de Información General.

2.1 Órgano de gobierno

El máximo órgano de gobierno está constituido por un Consejo de Administración, en el que recae la responsabilidad de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Empresas Filiales.

Este Consejo está compuesto por cinco consejeros representantes del Estado y cinco consejeros independientes, de conformidad con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos. Al mes de marzo de 2021, lo integran:

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

REPRESENTANTES DEL ESTADO

PROPIETARIO

Ing. Norma Rocío Nahle García
Secretaría de Energía
Presidenta

Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez
Secretario de Hacienda y Crédito Público

SUPLENTE

Ing. Miguel Ángel Maciel Torres
Subsecretario de Hidrocarburos
de la Secretaría de Energía

Mtro. Gabriel Yorío González
Subsecretario de Hacienda y Encargado del
Despacho de la Subsecretaría de Ingresos

REPRESENTANTES DEL GOBIERNO FEDERAL

PROPIETARIO

Mtra. Tatiana Clouthier Carrillo
Secretaría de Economía

Ing. María Luisa Albores González
Secretaría de Medio Ambiente y Recursos
Naturales

SUPLENTE

Ing. Héctor Guerrero Herrera
Subsecretario de Industria, Comercio y
Competitividad de la Secretaría de Economía

Lic. Tonatiuh Herrera Gutiérrez
Subsecretario de Fomento y Normatividad
Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y
Recursos Naturales

Lic. Manuel Bartlett Díaz
Director General de la Comisión Federal de Electricidad

CONSEJEROS INDEPENDIENTES

Lic. Juan José Paullada Figueroa
Lic. Rafael Espino de la Peña

Ing. José Eduardo Beltrán Hernández
Lic. Humberto D. Mayans Canabal

Arq. Laura Itzel Castillo Juárez

SECRETARIA

Lic. Leslie Garibo Puga

PROSECRETARIO

Lic. Agustín Díaz Lastra

Actualizado al mes de abril de 2021.

Para cubrir diversas especialidades de gestión, el Consejo de Administración cuenta con cinco comités de apoyo:

— **COMITÉ DE AUDITORÍA:** Da seguimiento a la gestión y evaluación del desempeño financiero y operativo de la empresa; supervisa los procesos vinculados con la generación de información financiera, así como la ejecución de auditorías.

— **COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS Y REMUNERACIONES:** Propone el mecanismo de remuneración de los niveles jerárquicos superiores, así como la política de contratación, de evaluación del desempeño y de remuneraciones del resto del personal; y propone los convenios de capacitación, certificación y actualización con instituciones formativas.

— **COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES:** Auxilia en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones; analiza el plan de negocios y formula recomendaciones al respecto; y da seguimiento a las inversiones que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.

— **COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS:** Formula recomendaciones y opiniones en materia de contrataciones; opina sobre las propuestas respecto a las políticas y disposiciones en materia de contrataciones; da

seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; aprueba los casos en que proceda la excepción a la licitación pública para que Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias contraten con empresas filiales de Petróleos Mexicanos; revisa los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras y formular las recomendaciones que estime pertinentes al Consejo de Administración.

— **COMITÉ DE NEGOCIOS EXTERNOS:** Formula recomendaciones para establecer estrategias corporativas. Con relación a las empresas filiales y en las que se tenga participación: auxiliar en el establecimiento de disposiciones relacionadas a la operación y seguimiento a sus resultados; recomendar medidas para que se ajusten a las disposiciones y prácticas; y evaluar las estructuras, políticas, cumplimiento normativo, directivos y plantilla gerencial. Dar seguimiento a las disposiciones internacionales aplicables, así como conocer de lo emitido por organismos internacionales relevantes. Emitir opinión sobre las operaciones entre partes relacionadas distintas al giro ordinario que afecten a Pemex.

En el periodo 1º de enero al 31 de diciembre de 2020, se llevaron a cabo 12 sesiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y se adoptaron 105 Acuerdos.

Año	Total Sesiones	Ordinarias	Extraordinarias	No. de Acuerdos
2020	12	4	8	105

El 20 de marzo de 2020, por primera ocasión desde su creación, se celebró fuera de la Ciudad de México la sesión 954 ordinaria del Consejo de Administración en Ciudad del Carmen, Campeche.

Debido a la contingencia sanitaria por COVID-19, en el transcurso del año 2020, se realizaron tres sesiones con la presencia de los consejeros en el recinto de sesiones del Consejo de Administración y nueve sesiones por medios remotos de comunicación.

A continuación, se presenta la integración de los Consejos de Administración de las Empresas Productivas Subsidiarias:

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PROPIETARIO

Ing. Octavio Romero Oropeza

Titular de la Dirección General de Pemex
(Presidente)

Lic. Jorge Luis Basaldúa Ramos

S.P.A. del Titular de la Dirección General de
Pemex Transformación Industrial

Javier Núñez López

Titular de la Subdirección de Abastecimiento de la
Dirección Corporativa de Administración y Servicios

PROPIETARIO

Lic. Alberto Velázquez García

Titular de la Dirección Corporativa de Finanzas
de Petróleos Mexicanos

Ing. Ángel Cid Munguía

Titular de la Dirección General
de Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

Titular de la Dirección General de Exploración y
Extracción de Hidrocarburos]

REPRESENTANTE DE SHCP

Mtro. Gabriel Yorio González

Encargado del Despacho de la
Subsecretaría de Ingresos

SECRETARIO

Lic. Agustín Díaz Lastra

SUPLENTE

Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina

Titular de la Dirección Corporativa de Administración y
Servicios de Petróleos Mexicanos

Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes

Titular de la Dirección Corporativa de Planeación,
Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos

Ing. Reinaldo Wences Simón

Titular de la Subdirección de Evaluación y
Cumplimiento Regulatorio

Roberto Patlán Esponda

Titular de la Coordinación de Abastecimiento para
Exploración y Producción de la Subdirección de
Abastecimiento

SUPLENTE

Lic. Raúl Rodríguez Ramírez

Titular de la Coordinación
de Operación Presupuestal de PEP

Ing. José Luis Chávez Suárez

Coordinador Ejecutivo de la Dirección General de
Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

Ing. Alfonso López Alvarado

Titular de la Dirección General de
Contratos Petroleros

REPRESENTANTE DE SHCP. INDISTINTAMENTE

Dr. Francisco Javier Arias Vázquez

Encargado del Despacho de la
Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos

PROSECRETARIO

Lic. Juan Carlos Maldonado Mercado

PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL

PROPIETARIO

Ing. Octavio Romero Oropeza

Titular de la Dirección General de Pemex
(Presidente)

Lic. Jorge Luis Basaldúa Ramos

S.P.A. del Titular de la Dirección General de Pemex
Transformación Industrial

Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina

Titular de la Dirección Corporativa de Administración y
Servicios de Petróleos Mexicanos

Lic. Alberto Velázquez García

Titular de la Dirección Corporativa de Finanzas de
Petróleos Mexicanos

Ing. Ángel Cid Munguía

Titular de la Dirección General de
Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez

Titular de la Dirección General de Gas Natural y
Petroquímicos

REPRESENTANTE DE SHCP

Mtro. Gabriel Yorio González

Encargado del Despacho
de la Subsecretaría de Ingresos

SECRETARIO

Lic. Agustín Díaz Lastra

SUPLENTE

Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina

Titular de la Dirección Corporativa de Administración
y Servicios de Petróleos Mexicanos

Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes

Titular de la Dirección Corporativa de Planeación,
Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos

Ing. Reinaldo Wences Simón

Titular de la Subdirección de Evaluación y
Cumplimiento Regulatorio

Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera

Titular de la Subdirección de Capital Humano de la
DCAS

Lic. Carlos Fernando Cortez González

Titular de la Subdirección de Presupuesto y
Contabilidad de la DCF

Ing. José Luis Chávez Suárez

Coordinador Ejecutivo de la Dirección General de
Pemex Exploración y Producción

REPRESENTANTE DE SENER

Ing. Alfonso López Alvarado

Titular de la Dirección General de Contratos
Petroleros

REPRESENTANTE DE SHCP. INDISTINTAMENTE

Dr. Francisco Javier Arias Vázquez

Encargado del Despacho de la Unidad de Ingresos
sobre Hidrocarburos

PROSECRETARIA

Lic. Nancy Jaqueline Javier Flores

PEMEX LOGÍSTICA

PROPIETARIO

Ing. Octavio Romero Oropeza
Titular de la Dirección General de Pemex
(Presidente)

Ing. Marcos Manuel Herrería Alamina
Titular de la Dirección Corporativa de Administración
y Servicios de Petróleos Mexicanos

Ing. Brenda Fierro Cervantes
Titular de la Subdirección de Tecnologías de la
Información de la DCAS

Lic. Guillermo Alejandro Perabeles Garza
Titular de la Subdirección de Planeación
Estratégica, Análisis Regulatorio y Empresas
Filiales de la DCPCD

Lic. Carlos Fernando Cortez González
Titular de la Subdirección de Presupuesto y
Contabilidad de la DCF

Mtra. Francisca Lucía González Gaytán
Titular de la Coordinación de Abastecimiento para
Transformación Industrial

Act. Antonio López Velarde Loera
Titular de la Subdirección de Administración de
Riesgos y Aseguramiento de la DCF

SECRETARIO

Lic. Agustín Díaz Lastra

SUPLENTE

Lic. Alberto Velázquez García
Titular de la Dirección Corporativa
de Finanzas de Petróleos Mexicanos

Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes
Titular de la Dirección Corporativa de Planeación,
Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos

Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera
Titular de la Subdirección de
Capital Humano de la DCAS

Lic. Martha Patricia Moreno Gálvez
Titular de la Coordinación de Soluciones
y Servicios de Negocio

Lic. Raquel Morón Becerril
S.P.A. del Titular de la Gerencia de Planeación y
Seguimiento a Empresas Filiales

Ing. Salvador Ernesto Martín Pérez
S.P.A. del Titular de la Gerencia de
Soporte y Gestión del Proceso Presupuestal

Lic. Alejandro Jordán Torreblanca Ramírez
S.P.A. del Titular de la Gerencia de Contrataciones
para Producción, Comercialización y Confiabilidad

Ing. Eliel Soriano Torres-Gil
S.P.A. del Titular de la
Gerencia de Administración de Riesgos

PROSECRETARIA

Lic. Laura Antonia Venegas González

En el periodo 1º de enero al 31 de diciembre de 2020, se llevaron a cabo 37 sesiones de los Consejos de Administración de las Empresas Productivas Subsidiarias y se adoptaron 166 Acuerdos. En la tabla siguiente se presentan las sesiones y acuerdos por Empresa Productiva Subsidiaria.

Empresa Productiva Subsidiaria	Total Sesiones	Ordinarias	Extraordinarias	Total de Acuerdos
Pemex Exploración y Producción	12	4	8	50
Pemex Transformación Industrial	8	4	4	43
Pemex Logística	6	4	2	29
Pemex Fertilizantes	11	4	7	44
Totales	37	16	21	166

Debido a la contingencia sanitaria por COVID-19, de las sesiones realizadas, nueve sesiones fueron presenciales y 28 sesiones se verificaron por medios remotos de comunicación.

2.2 Gestión corporativa

Servicios personales

Al cierre de diciembre de 2020, Pemex totalizó una plantilla de 120,936 plazas ocupadas; siendo 98,710 de régimen sindicalizado (81.6%) y 22,226 correspondieron a personal de confianza (18.4%).

Respecto a la aplicación de las políticas de austeridad vigentes, en servicios personales de operación se reportó un ahorro para el año 2020 de 4,171 millones de pesos⁶.

Durante 2020, se implementó el Sistema de Evaluación del Desempeño Individual y Clima y Cultura Organizacional, el cual permitió preparar la revisión del desempeño de los trabajadores de Petróleos Mexicanos, así como obtener información útil relacionada a su actuación laboral e identificar los requerimientos del personal para su mejora en el desempeño profesional.

A fin de desarrollar el capital humano y asegurar la transferencia de conocimiento, después del inicio de la pandemia por COVID-19 se creó un catálogo de cursos en línea externos y gratuitos para el uso del personal activo, jubilado y familiares.

Así, con el esfuerzo de capacitación a distancia coordinado por la Universidad Empresarial de Pemex, y con el apoyo de diversas instituciones educativas y de investigación, se benefició a 7,400 trabajadores de Pemex y sus EPS, que participaron en por lo menos una vez en 116 eventos en línea (diplomados, seminarios, cursos, *webinars*, *masterclass* y foros).

Asimismo, inició la capacitación de 269 trabajadores de Pemex y sus EPS, en 16 eventos especializados en línea (maestrías, especialidades, cursos y diplomados).

⁶ Dato preliminar podrá cambiar una vez que se integre la información de cuenta pública.

Servicios de salud

Pemex obtuvo resultados en materia de prevención de acuerdo con los programas de salud esenciales como la Vacunación Universal, detección de enfermedades crónicas (diabetes mellitus, hipertensión arterial y cáncer de mama en la mujer), además de los resultados de tamizaje de enfermedades neonatales metabólicas y desde luego, los resultados de las actividades realizadas durante la contingencia sanitaria por COVID-19.

Las actividades de prevención médica fueron:

Concepto	2020
Vacunación en semanas nacionales (población infantil)	18,690
Vacunas aplicadas en el programa permanente (todos los grupos poblacionales)	112,836
Vacuna contra Influenza temporada 2020-2021 (todas las edades)	164,577
Total de vacunas aplicadas	296,103
Detecciones de cáncer de cuello del útero por citología	6,296
Detección de cáncer de mama por mastografía	8,942
Detecciones de tamiz neonatal metabólico	1,946
Detecciones de tamiz neonatal auditivo	1,577
Detecciones para identificar tempranamente el riesgo cardiovascular (diabetes, hipertensión y obesidad)	65,445

En lo que respecta a la atención médica, durante 2020 se realizaron 996,210 consultas, de las cuales 930,447 fueron de medicina general y 65,763 de odontología. Se brindó atención y seguimiento de control a 549,944 pacientes respecto a hipertensión arterial y a 25,175 pacientes con diabetes mellitus.

Medidas tomadas para enfrentar la pandemia COVID-19

Las principales acciones realizadas para enfrentar la pandemia y mitigar la propagación de la enfermedad causada por el COVID-19, fueron la aplicación de los planes de contingencia, planes de continuidad, reducir la presencia de los trabajadores al mínimo indispensable para no poner en riesgo la seguridad del personal en las instalaciones, garantizando la continuidad operativa, y total restricción a la asistencia del personal vulnerable que se encuentra dentro de los grupos de riesgo definidos, logrando así un exitoso trabajo desde casa; incluso se replanteó el esquema de capacitación tanto para usuarios internos (compradores, analistas de mercado, áreas técnicas y áreas fiscalizadoras), como para usuarios externos (proveedores nacionales e internacionales), privilegiando la capacitación en línea a través de la herramienta institucional TEAMS, logrando incrementar al personal capacitado.

Se generaron lineamientos y procedimientos para la atención de la contingencia por COVID-19, se llevó a cabo la reconversión hospitalaria de unidades COVID y mixtas; y se garantizaron los insumos, equipos y dispositivos médicos para la atención a la contingencia.

Programa “Pemex Más Cerca de Ti”

Con este programa, se acercaron los servicios de salud a los derechohabientes para asesorar y dar seguimiento a los pacientes sin que tuvieran que salir de casa.

Hasta el 31 de diciembre 2020, se atendieron por videoconferencia 19,797 derechohabientes: 6,264 con síntomas respiratorios; 1,338 asesorías para surtimiento de receta; 4,648 atenciones de salud mental y 7,547 por padecimientos diversos.

Como medida preventiva para evitar la propagación del COVID-19, a partir de abril de 2020 se desinfectaron 1,790,922.6 m² de espacios de trabajo en tierra y 1,027,109 m³ en plataformas marinas, se instalaron filtros sanitarios y se definieron rutas médico-administrativas a partir de la identificación de casos.

Al cierre de 2020 se confirmaron 16,388 casos positivos de COVID-19, con 1,980 defunciones.

Abastecimiento

Durante 2020, se realizaron contrataciones por un monto de 178,271 millones de pesos, en un ambiente de total transparencia y prevención de la corrupción. El 39% de estas contrataciones fueron a través de alianzas contractuales, con 56,108 millones de pesos para Pemex Exploración y Producción, con un ejercicio del 48% del presupuesto contratado; el 12% para concursos abiertos, por un monto de 21,045 millones de pesos y el 29% en otras contrataciones, tales como convenios con otras entidades, operaciones simplificadas y compras menores por 51,952 millones de pesos.

Cabe destacar que, a través de contrataciones celebradas por Pemex Corporativo, se adquirieron insumos destinados a la prevención y mitigación de riesgos de contagio por COVID-19 para la seguridad del personal médico, trabajadores, jubilados y derechohabientes, a efecto de garantizar la continuidad de la operación de la empresa. Los proveedores seleccionados contaban en su momento con la capacidad y disponibilidad

inmediata para la entrega oportuna de equipo de protección personal.

Al 31 de diciembre de 2020, se obtuvieron ahorros derivados de las contrataciones específicas de alianzas contractuales y estrategias integrales de contratación por 2,420.8 millones de pesos, más 93.3 millones de pesos asociados a descuentos por volumen establecidos en los contratos preparatorios. Asimismo, y derivado de la gestión de contratos para la exploración y producción y los servicios de soporte y control de almacenes se obtuvo un ahorro de 12,617.1 millones de pesos, producto de las contrataciones puntuales y contratos abiertos.

Adicionalmente, se cuantificaron beneficios económicos por un monto de 991.8 millones de pesos y por contención del gasto un importe de 3,983.2 millones de pesos, identificando de manera relevante el gasto asociado al suministro de tuberías, bajo el esquema de entrega justo a tiempo y servicios a campo, que oscilaron en 1,060.5 millones de pesos.

Mejoras al proceso de abastecimiento

Dentro de las principales actividades de mejora que reflejan la optimización del Proceso de Abastecimiento, se encuentran la reducción de los tiempos en los procedimientos de contratación, para lo cual se definieron tiempos estándares en las diferentes modalidades de contratación, incorporándolos al Sistema de Contrataciones Electrónicas (SISCEP) para la medición de plazos promedio reales en los procedimientos de contratación, promoviendo con ello la oportunidad y eficiencia operativa. En las plantillas del SISCEP se realizó la incorporación del registro de las excepciones al concurso abierto descritas en la fracción III del artículo 26 de las Disposiciones Generales de Contratación - Situación de Emergencia, fracción II del art. 78 Ley de Pemex, logrando transparentar la formalización de éstas en pro del control presupuestal. Se efectuó el Taller de actualización de Matrices de Control de Riesgos del Proceso de Abastecimiento, con resultados efectivos para comprender que el control interno no es una actividad adicional, sino parte de las mismas funciones de abastecimiento.

Sistema de contrataciones electrónicas Pemex

En 2020 se gestionaron en el SISCEP 3,624 procedimientos de contratación, distribuidos por modalidades de contratación en 1,917 concursos abiertos, 310 invitaciones restringidas, 751 adjudicaciones directas, 421 contratos específicos derivados de acuerdos referenciales y 225 contratos específicos derivados de contratos preparatorios; satisfaciendo con ello los objetivos para los cuales fueron destinados; garantizando la administración de los recursos de Pemex y sus EPS con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez.

Contenido nacional

Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción, ha dado cumplimiento a las obligaciones de contenido nacional establecidas en sus Títulos de Asignación y Contratos de Exploración y Extracción (CEE), de conformidad con las disposiciones emitidas por la Secretaría de Economía en materia de contenido nacional. Los logros son los siguientes:

- Durante 2020 se realizó la entrega de información de contenido nacional, referente al ejercicio 2019, con lo que 373 de 387 de las asignaciones alcanzaron sus metas de contenido nacional, esto es un cumplimiento del 96.4%.
- Desde el ejercicio 2019, se implementaron estrategias con las cuales se observó un 49.9% de contenido nacional alcanzado en las asignaciones, lo que en administraciones anteriores no se había atendido.
- Alrededor de 5,600 declaraciones de contenido nacional de bienes, obras y servicios fueron registradas gracias al diseño, desarrollo y puesta en operación de la Herramienta Integral de Contenido Nacional, en la que los proveedores y contratistas de Pemex presentan sus declaraciones de contenido nacional durante la ejecución y/o al término de sus contratos; bajo este mecanismo, durante 2020 se obtuvieron 895 declaraciones relacionadas con 410 proveedores y contratistas, correspondientes al ejercicio 2019.

Contrataciones de Pemex a MIPYMES

Para el periodo que se informa, el monto total destinado a las contrataciones de Petróleos Mexicanos a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPYMES) fue del orden de 20,858 millones de pesos.

El 52% (10,785 millones de pesos) de estas contrataciones se realizaron mediante concurso abierto. El compromiso de la nueva administración de Pemex con el desarrollo económico regional se ha visto reflejado en el impulso de las contrataciones a las MIPYMES locales, en los estados de Tabasco, Veracruz y Campeche, donde se concentró el 27% de dichas contrataciones equivalentes a 5,729 millones de pesos.

Debida Diligencia

En 2019 se inició con la aplicación de la Debida Diligencia en Petróleos Mexicanos, a los proveedores o contratistas que han resultado con adjudicación de contrato, con la finalidad de contar con elementos de cumplimiento en materia de ética e integridad corporativa.

Al cierre de diciembre de 2020 se han realizado 2,621 Debidas Diligencias a proveedores o contratistas, como parte de los procesos de contratación que ha instrumentado Petróleos Mexicanos; de éstas, el 73% fueron ampliadas y 27% básicas. De los proveedores a los que se practicó una Debida Diligencia ampliada, el 79% fueron de riesgo bajo, 16% de riesgo medio y sólo 5% de riesgo alto.

Testigos sociales

Adicionalmente, conforme a las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el Grupo de Designación de Testigos Sociales designó ocho testigos sociales para participar en cinco procedimientos de contratación de Pemex Exploración y Producción; uno para Pemex Transformación Industrial y dos profesionistas para procedimientos de Pemex Corporativo, con la finalidad de proponer mejoras para fortalecer la transparencia, imparcialidad e integridad de las contrataciones.

Contratos de arrendamiento

Al inicio de la nueva administración, Pemex contaba con 45 contratos de arrendamiento con fines administrativos en las distintas ubicaciones del país con un monto que ascendía a 266 millones de pesos. Al cierre de 2020, el número de contratos se redujo a 35, teniéndose un ahorro de 27.4 millones de pesos anuales por pago de arrendamientos.

Descentralización administrativa

En cumplimiento a la descentralización de Pemex a Ciudad del Carmen, Campeche, se habilitaron oficinas para los titulares de la Dirección General, Dirección Corporativa de Administración y Servicios y la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción y se realizaron las gestiones necesarias para el traslado de personal, esto último sin menoscabo de sus derechos laborales:

—●— En el año 2020 se movilizaron 238 trabajadores de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, de la Ciudad de México hacia Campeche, Tabasco, Oaxaca, Chiapas, Veracruz, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas.

Es importante resaltar que, derivado de la contingencia sanitaria por COVID-19, las gestiones requeridas para el traslado de personal disminuyeron en los meses de abril a diciembre de 2020.

—●— Adicionalmente, se tiene programada la movilización de 570 trabajadores de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias de diferentes estados de la República Mexicana, a Ciudad del Carmen, Campeche.

Petróleos Mexicanos tiene presencia en toda la República Mexicana excepto en Quintana Roo, a través de sus representaciones, por lo que, de acuerdo con las necesidades de operación de las diversas áreas de la empresa, es que se ha llevado a cabo su descentralización, ubicándolas en diferentes partes del país.

Apoyo a la descentralización administrativa del Gobierno Federal

En apego al Plan Nacional de Austeridad y aprovechamiento de los recursos del Gobierno Federal, se otorgaron en comodato dos inmuebles (casas habitación) ubicadas en Coatzacoalcos, Veracruz a la Fiscalía General de la República, con el objeto de fortalecer e incrementar estratégicamente su infraestructura nacional y regional para labores de procuración de justicia, que permitan desalentar en la zona el fenómeno delictivo en pro de la sociedad y de Petróleos Mexicanos y sus EPS.

Tecnologías de la Información (TI)

El área de Tecnologías de la Información habilita y soporta las operaciones a lo largo de todo el ciclo operativo de Pemex de tres maneras:

- Con soluciones y servicios digitales, de consultoría, desarrollo, infraestructura y telecomunicaciones para exploración, perforación y producción de crudo, transformación industrial, distribución y comercialización de hidrocarburos.
- Con sistemas de información que facilitan la ejecución de los procesos de soporte de la empresa.
- A través de servicios de usuario final para los casi 130 mil puestos de trabajo en toda la empresa.

Las principales acciones realizadas durante 2020 fueron:

- Se elaboró un Plan Estratégico de Tecnologías de la Información (PETI) 2020 – 2024 que atiende con proyectos específicos al Plan de Negocios de Pemex y que permite trazar la ruta estratégica de TI para los siguientes años. Asimismo, se implementaron mecanismos de vinculación con la Planeación Presupuestal, lo cual incrementa la optimización de recursos.

- Se dejó de arrendar el *housing* en el centro de cómputo Tultitlán y se brindó a través de infraestructura propia.
- Se habilitaron servicios de infraestructura de redes y telecomunicaciones con recursos propios de personal y materiales existentes.
- Se continuó con la atención a requerimientos del negocio, contando con un total de 96 proyectos relevantes.
- Se actualizó la Estrategia de Ciberseguridad, incorporando en la empresa las mejores prácticas en la industria.
- Se elaboró el modelo para el sistema de gestión para los trabajadores y los criterios para implementar un nuevo esquema laboral en Petróleos Mexicanos, denominado Trabajo Remoto Pemex, el cual se formalizó mediante el Acuerdo DCAS-2676-2020 "Modalidad de Trabajo a Distancia" y el Convenio Temporal de Trabajo a Distancia.

Combate al robo de hidrocarburos

El gobierno actual ha implementado estrategias en todos los ámbitos del quehacer de la nación. En particular, para el sector energético establece como objetivo garantizar el suministro de combustibles, mediante el fortalecimiento y rescate de Pemex. En este contexto y, en materia de salvaguarda estratégica, se plantearon acciones en diferentes frentes para disminuir considerablemente el robo de combustible, principal flagelo para esta Empresa Productiva del Estado.

Desviaciones volumétricas

En 2020, se logró una disminución de desviación promedio diaria en los 56 poliductos administrados por Pemex Logística, del 22% en comparación al 2019, pasando de -6,414 barriles por día (bpd) en 2019 a -4,980 bpd en 2020, lo que ha implicado para Petróleos Mexicanos haber evitado la pérdida de 1,434 bpd de combustible, lo que equivale a un aproximado comercial anual de 1,518,683,654 pesos.

Con relación al robo de gas licuado, se logró la disminución de desviación promedio en 22% en comparación al 2019, pasando de -5,311 bpd en 2019 a -4,138 bpd en 2020. Esta reducción equivale a un monto anual de 619,433,520 pesos.

Tomas clandestinas

Se redujo la colocación de tomas clandestinas en 16.1%, al pasar de 13,137 tomas en 2019 a 11,022 en 2020.

Se recuperaron 15,631,972.7 litros de hidrocarburo, con un valor comercial estimado de 308,418,821 pesos. Se aseguraron 1,541 vehículos utilizados para el transporte de hidrocarburo robado (tractocamiones, pipas, camionetas pick-up, coches y motocicletas); 272 predios y 93 armas relacionados con el mercado ilícito de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. En coordinación con las autoridades de los tres órdenes de Gobierno, se detuvo a 475 personas por la comisión de presuntos actos relacionados con el mercado ilícito de hidrocarburos.

Procedimientos legales

Petróleos Mexicanos concluyó 289 juicios en materia administrativa a nivel central en la Ciudad de México y Estado de México, logrando un ahorro por 1,787 millones de pesos, destacándose entre ellos, el juicio por Reclamación Patrimonial de la Compañía Petrolera La Norma por un monto 1,550 millones de pesos; en el ámbito del derecho privado, se destacan los arbitrajes de *Loadmaster* en el que se absolvió a PEP del reclamo de 150.7 millones de dólares y *Subsea 7* en el que se exigía un total reclamado a PEP por 310 millones de dólares, el cual se redujo a 34 millones de dólares y 70 millones de pesos; en los asuntos de índole civil y mercantil se lograron sentencias definitivas absolutorias por 226.9 millones de pesos y sentencias a favor por 20.7 millones de pesos; de igual forma se evitó la imposición de multas a Pemex TRI por parte de la COFECE por un monto de 22.8 millones de pesos y se lograron convenios de transacción favorables en los que renunciaron a pagos de servicios prestados a Pemex Logística por 299 millones de dólares.

Con relación a los asuntos regionales, se logró la conclusión de cinco juicios relevantes interpuestos por Sana International, S.A. de C.V., TSC *Manufacturing*, *Geotech* Construcciones, S.A. de C.V., Construcciones Seguras y *Senamin*, S.A. de C.V. que representaron en su conjunto un ahorro para Pemex de 390 millones de pesos y 74 millones de dólares y en materia laboral se tuvo un ahorro de 222 millones de pesos, por asuntos concluidos favorables a Pemex contra un total de 58 millones de pesos pagados. En la Región Noreste se tuvo un juicio laboral en la junta 38 de Coatzacoalcos por reclamo de 137 millones de pesos, en el cual se logró el desconocimiento de la personalidad de la parte actora y la incompetencia de la junta, un juicio ordinario civil por 483 millones de pesos y el desistimiento de una demanda contra OPC Ambiental, en juicio ejecutivo mercantil por un reclamo de 896 millones de pesos. En la Región Norte se tuvo sentencia favorable de un Juicio Contencioso Administrativo que representó un ahorro de

2,094 millones de pesos y resolución favorable de un juicio civil por 100 millones de pesos.

Se presentaron denuncias ante la Fiscalía General de la República por posibles delitos de corrupción contra servidores públicos, exservidores y empresas relacionadas con el hecho ilícito, así como contra el robo de hidrocarburos y delincuencia organizada, en las que se han obtenido resultados favorables. Asimismo, se ha identificado en materia laboral los juicios de reinstalación por rescisión relacionados con actos de corrupción y robo de hidrocarburos, con el objeto de establecer una defensa estratégica que permita salvaguardar los intereses de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, y como parte de la implementación de la Reforma Constitucional en Materia de Justicia Laboral, se establecieron mesas de trabajo para impulsar los juicios y lograr el abatimiento de la cartera de juicios laborales. Permanentemente se brinda acompañamiento jurídico, para adoptar acciones preventivas y evitar el incremento de juicios en contra de Pemex.

Los abogados buscan terminar los conflictos penales mediante las soluciones alternas y formas de terminación anticipada previstas en el Código Nacional de Procedimientos Penales, logrando acceder en el corto plazo a la reparación del daño y que los delitos no queden impunes.

Al cierre de 2019 se contaba con intereses en 60 empresas (49 con carácter de filiales y 11 participadas). Como resultado de los trabajos de reingeniería realizados, se cerró 2020 con participación en 54 empresas (43 empresas filiales y 11 participadas).

A fin de cumplir con el objetivo de llevar a cabo una profunda reforma ética y moral en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales orientada a prevenir y erradicar la corrupción, el Consejo de Administración aprobó el Programa de Cumplimiento Pemex Cumple.

Estrategia Institucional de Confiabilidad Operacional

Principales resultados 2020:

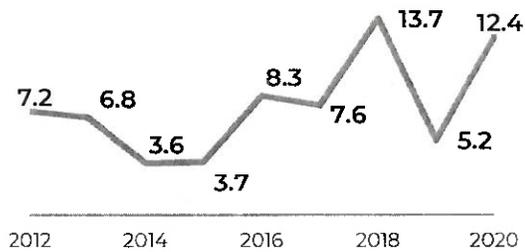
- Se publicó y se comunicó a todas las EPS la normatividad actualizada del Sistema Pemex Confiabilidad, homologado para todo Petróleos Mexicanos.
- Se identificaron los equipos malos actores y las causas de las fallas recurrentes y de alto impacto al negocio y a la producción.
- En Transformación Industrial se integraron equipos y programas de trabajo para la aplicación del Proceso de Eliminación de Fallas en instalaciones del Sistema Nacional de Refinación, Complejo Procesador de Gas y Complejo Petroquímico.
- En el Sistema Nacional de Refinación, la ejecución acumulada en el periodo 2019-2020 fue:
 - Plantas de proceso: 37 reparaciones mayores y 12 se encuentran en proceso de ejecución, para un cumplimiento de 78%.
 - Servicios principales: cinco reparaciones mayores y actualmente se encuentran en proceso de ejecución 16 reparaciones más para un cumplimiento de 54%.
 - Tanques de almacenamiento: 15 reparaciones mayores y se encuentran en proceso de ejecución nueve, con un avance global de 55%.
- En los Sistemas Artificiales de Producción de la Subdirección de Producción Región Norte de PEP, se identificaron las principales causas de falla por tipo de Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) y por tiempo de operación.
 - Derivado de programas de atención detallados se implementaron acciones y mejores prácticas en sitio, logrando abatir el tiempo muerto en UBM.
 - Se ha abatido el número de fallas promedio mensual en las UBM de 434 a 212 al cierre de 2020.
- En la Subdirección de Producción Región Sur de PEP se realizó el seguimiento al programa de acciones de mejora operativa. Están en ejecución los contratos y convenios modificatorios, para la ejecución del programa de intervención de equipos. Se ha logrado reducir el IPNP por fallas de equipos de 5.35% a 1.43% al cierre de 2020.

Índice de Paros No Programados (IPNP)

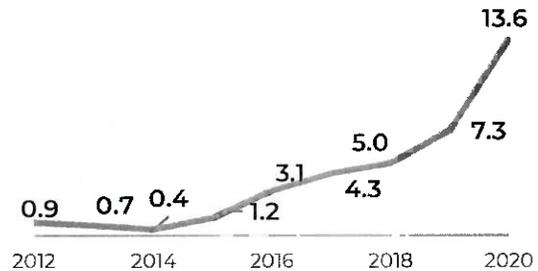
El desempeño operativo alcanzado, conforme a los resultados de la indisponibilidad de los activos para operar, medido a través del Índice de Paros No Programados atribuibles a fallas propias de los equipos y plantas de proceso, presenta desviaciones con respecto al valor de referencia (1%), y la tendencia en plantas de proceso presentó un incremento en el 2020.

IPNP de plantas de proceso, %

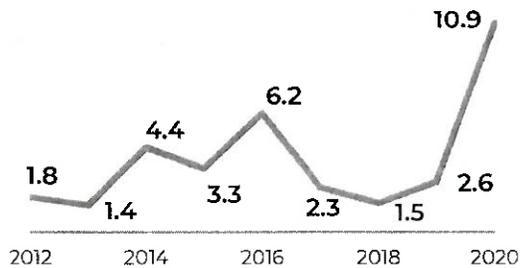
PTI - Producción de petrolíferos



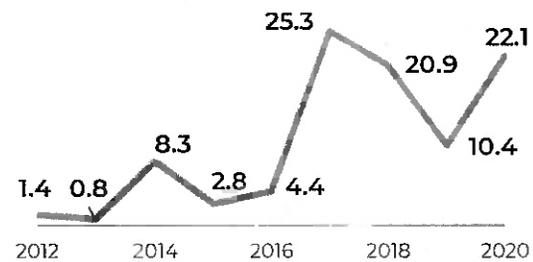
PTI - Proceso de Gas y Petroquímicos



PTI - Etileno y derivados



PTI - Fertilizantes



— IPNP por fallas de equipos, proceso, servicios principales y retrasos en reparaciones, %

2.3 Infraestructura

Las operaciones relacionadas con la industria del petróleo y gas se realizan en instalaciones industriales muy complejas y de gran escala. En México, Pemex es la empresa del ramo energético que cuenta con mayor infraestructura distribuida en todo el país, asociada a las cadenas productivas de petróleo crudo y gas natural. Por lo complejo de su funcionamiento, esta infraestructura se opera por personal que tiene alto grado de especialización y una vasta experiencia acumulada.

Infraestructura petrolera 2020	
Asignaciones en producción	255
Pozos productores promedio en operación	6,602
Plataformas marinas (PEP)	284
Equipos de perforación y reparación de pozos ¹	82
Unidades de servicio a pozos	120
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas ²	9
Complejos petroquímicos ³	6
Terminales de distribución de gas licuado ⁴	10
Terminales de almacenamiento y despacho (TAD) productos petrolíferos	74
Terminales marítimas	5
Residencias de operaciones y servicios portuarios	10
Buques tanque	16
Autos tanque	1,400
Carros tanque ⁵	511
Ductos en Pemex Logística (km)	15,909

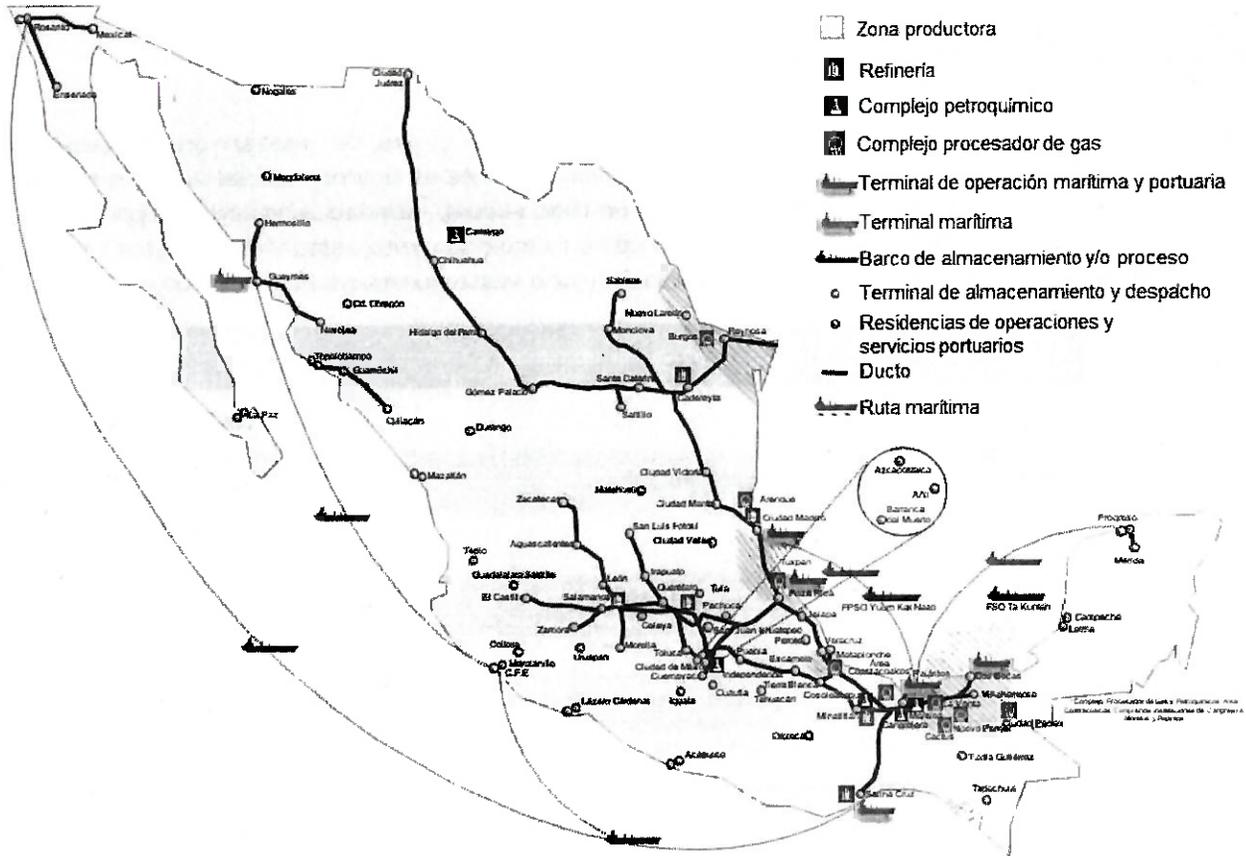
1 Equipos de Pemex.

2 Incluye el Complejo Procesador de Gas y Aromáticos Área Coatzacoalcos, que comprende instalaciones ubicadas en Pajaritos y en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.

3 Pemex Fertilizantes: Cosoleacaque y Camargo y Pemex Transformación Industrial: Cangrejera, Pajaritos y Morelos; Independencia (San Martín Texmelucan).

4 Conectadas a ducto.

5 No incluye arrendados.



2.4 Mercado

Los ámbitos de participación de Petróleos Mexicanos en el mercado energético son muy amplios tanto a nivel nacional, donde es el proveedor de preferencia por el consumidor de petrolíferos, como internacional donde sus operaciones de exportación de crudo continúan siendo relevantes. Adicionalmente, su horizonte de comercialización se amplía a los mercados de polietilenos, fertilizantes y petroquímicos diversos.

Los mercados energéticos se vieron ampliamente afectados por el brote del Coronavirus a finales de 2019, que detonó restricciones de movilidad durante el primer trimestre de 2020 en diferentes países, lo que provocó una contracción en la demanda de combustibles, incremento en los inventarios y un subsecuente impacto negativo en los precios del crudo y petrolíferos. Consecuentemente, los ingresos y los resultados financieros de las principales empresas de petróleo presentaron disminuciones importantes, lo que las llevó a reestructurar sus programas de producción a mediano y largo plazo, así como sus planes de inversión. Esta situación generó decrecimiento económico de diversas magnitudes en todo el mundo.

Por otra parte, ante la falta de acuerdo entre los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados para mantener e incrementar los recortes a la producción, se generó una guerra de precios entre los principales productores de crudo. Para revertir este efecto en los precios, en abril de 2020, se anunció un acuerdo por parte de la OPEP y sus aliados de reducción de producción de crudo con la intención de balancear la oferta y demanda (compromiso de reducción total de 9.7 millones de barriles diarios). En este acuerdo, México se comprometió a reducir su producción en 100 mil barriles diarios durante mayo y junio.

A pesar de los acuerdos de recorte de producción, la caída en la demanda por el efecto de la pandemia llevó a los inventarios mundiales a niveles muy cerca de su capacidad máxima. En un evento sin precedentes, el 20 de abril de 2020, el contrato de futuros del *West Texas Intermediate* (WTI) en la bolsa de valores de Nueva York cerró su cotización con precios negativos, que también se reflejó en la MME.

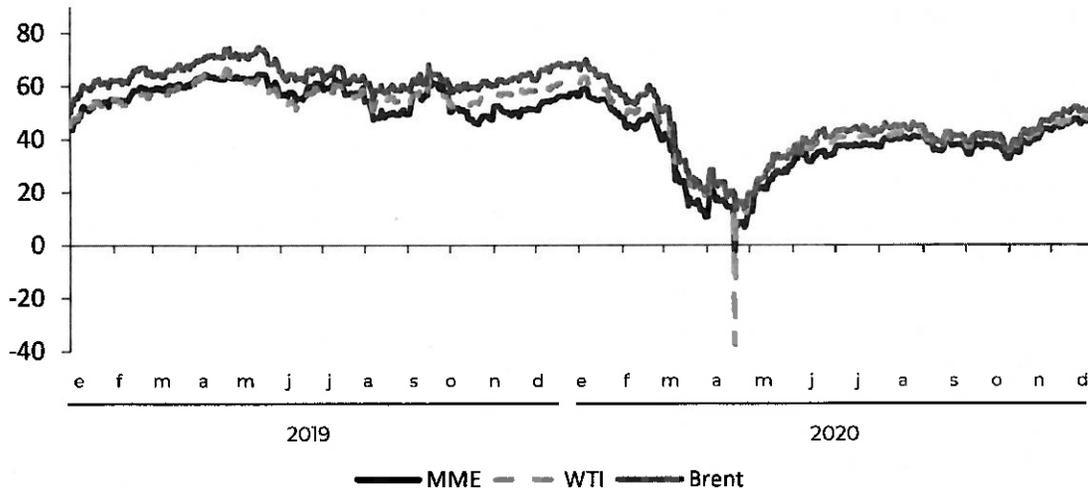
Para mediados de 2020, comenzó una recuperación paulatina de la demanda por el levantamiento de las medidas de confinamiento en varias partes del mundo y la implementación de estímulos económicos. La OPEP y países aliados acordaron extender un mes el recorte inicial a la producción de crudo de 9.7 MMbd. A partir de julio se observó una disminución en los inventarios comerciales de crudo reportados por la Agencia de Información de Energía (EIA por sus siglas en inglés). Diversos factores como los estímulos económicos en la Unión Europea y un paquete de ayuda económica en EUA, así como el cumplimiento del acuerdo por parte de los países que integran la OPEP y la mejora en la actividad económica de Asia, generaron expectativas de mayor demanda de petróleo y una tendencia de aumento en los precios del crudo.

Sin embargo, al iniciar el mes de septiembre y hasta fines de octubre los precios del petróleo presentaron una tendencia a la baja que responde, entre otros factores, a un crecimiento en la economía de EUA menor al esperado, al aumento en contagios de COVID en Europa, al reporte de un incremento en las reservas internacionales de petróleo y al aumento en la producción de petróleo de Libia.

A fines de 2020, inició el lanzamiento de campañas de vacunación en varios países generando expectativas de que la actividad económica mundial podría volver a la normalidad en algunas regiones durante 2021. Aunado a lo anterior, se dio el anuncio de la OPEP de mantener el nivel de producción hasta el mes de febrero de 2021, después de que Arabia Saudita acordara recortar voluntariamente la producción por debajo de su cuota; así como la instrumentación de un apoyo a la economía de EUA por 900 mil millones de dólares. Estos elementos dieron sustento a la tendencia alcista en los precios de los crudos marcadores hacia el 2021.

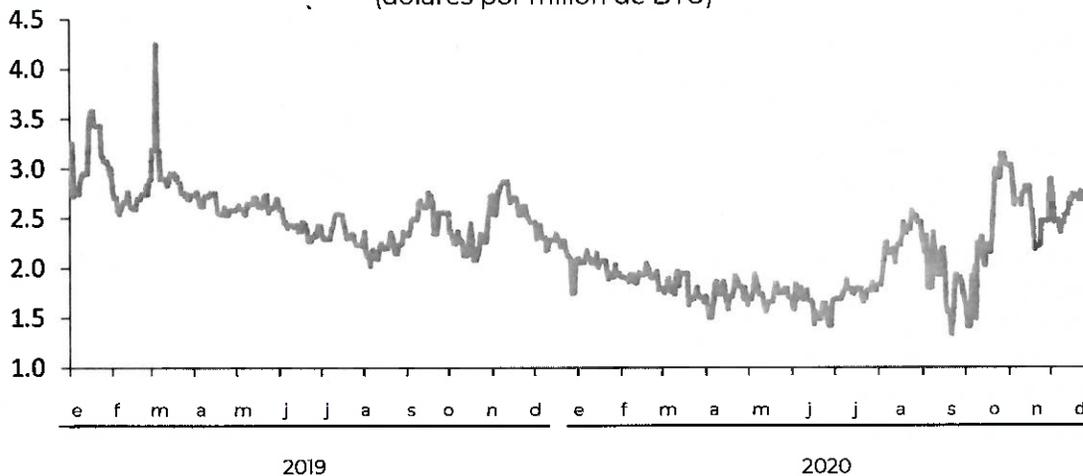
Respecto al comportamiento de los precios en los mercados en 2020, el promedio anual de la cotización de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) fue 35.82 dólares por barril (US\$/b), con una variación de -19.85 US\$/b (-35.7%), respecto al precio promedio de 2019. Las cotizaciones de los crudos marcadores también observaron reducciones anuales; en el caso de crudo Brent, la cotización promedio fue 41.84 US\$/b con una disminución anual de -22.37 US/b (-34.8%), en tanto el precio del crudo WTI se ubicó en 39.25 US\$/b, con una variación anual de -17.79 US\$/b (-31.2%).

Precios de petróleo crudo Brent, WTI y Mezcla Mexicana de Exportación (dólares por barril)



Con relación al mercado de gas natural, la cotización en Henry Hub en 2020 tuvo un promedio de 2.03 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu), inferior en -0.53 US\$/MMBtu (-20.7%) al promedio de 2019, por la reducción en la actividad económica derivada de la contención de la pandemia de Coronavirus, así como temperaturas menos frías durante la época de invierno y menos calurosas en el verano, disminuyendo el consumo de los sectores residencial, asociado al uso para calefacción, y de generación de energía eléctrica, asociado al uso para aire acondicionado y refrigeración, respectivamente. Lo anterior, provocó un nivel de inventarios superior al promedio de los últimos cinco años, a lo largo de todo el año.

Precio del gas natural en Henry Hub (dólares por millón de BTU)



2.5 Estrategia y perspectivas

Marco estratégico

El Plan Nacional de Desarrollo (PND 2019-2024) está estructurado por tres ejes generales que permiten agrupar los problemas públicos del país en tres temáticas: 1) Justicia y Estado de Derecho; 2) Bienestar; 3) Desarrollo Económico.

En la temática de Desarrollo económico está incorporado el "Objetivo 3.5 Establecer una política energética soberana, sostenible, baja en emisiones y eficiente para garantizar la accesibilidad, calidad y seguridad energética", en el que se menciona como elementos principales dar prioridad al fortalecimiento de

las Empresas Productivas del Estados, al Sistema Nacional de Refinación y la petroquímica, certidumbre regulatoria y formación de capital humano.

Destaca que, ante el estado actual del sector energético del país, el Gobierno de México pondrá en marcha una política energética, sostenible, baja en emisiones y eficiente para garantizar la accesibilidad, calidad y seguridad energética, observando en todo momento la soberanía en la materia.

En concordancia con lo anterior, Petróleos Mexicanos replanteó su Misión y Visión:

MISIÓN

Contribuir a la seguridad energética mediante la producción, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y sus derivados con criterios de rentabilidad y sostenibilidad, en beneficio del desarrollo nacional.

VISIÓN

Consolidarse como la empresa nacional más importante del sector hidrocarburos ofreciendo productos y servicios de calidad, de manera oportuna, eficiente y rentable en un marco de ética y sostenibilidad.

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPemex) en julio de 2019, plantea como ejes de acción: la reducción de la carga fiscal, bajar la deuda financiera de la empresa e incrementar la producción de petróleo.

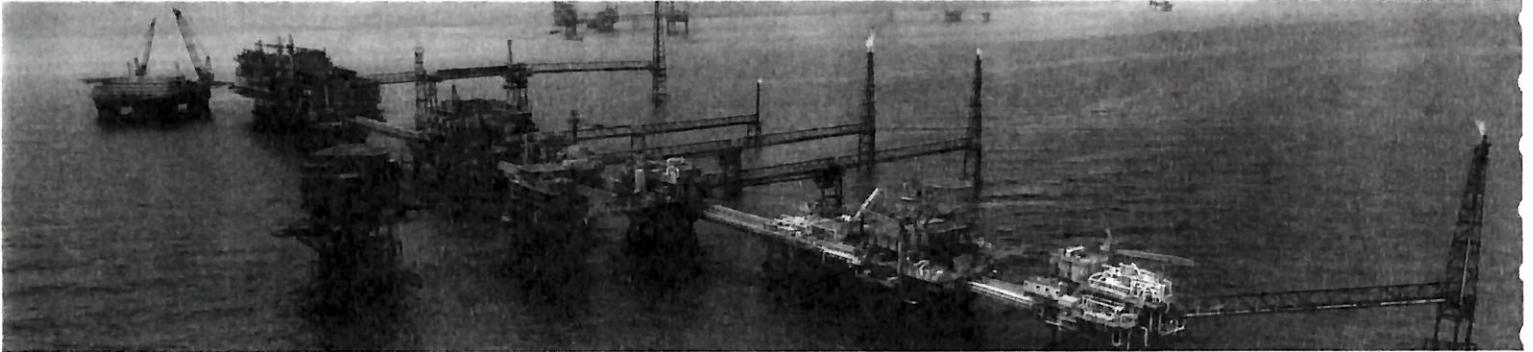
Su estructura comprende:

- Contexto de la empresa, análisis de entorno y diagnóstico.
- Política energética nacional y el marco estratégico para Pemex.
- Planteamiento Estratégico Institucional y alineación al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.
- Oportunidades de negocio y proyectos de gran magnitud.
- Requerimiento de recursos y alternativas de financiamiento, cambios al régimen fiscal y apoyos del gobierno.
- Resultados prospectivos y operativos, riesgos estratégicos, indicadores y metas de desempeño además de reflexiones finales.

Durante 2020, derivado de las repercusiones por la pandemia COVID-19, fue necesaria la revisión y el replanteamiento de las metas establecidas en la estrategia de empresa, en los ámbitos financiero, operativo y de ejecución de proyectos. En este contexto, el Plan de Negocios de Pemex 2021-2025 incorporará estos elementos, sin desatender la perspectiva de soberanía energética y apoyo al desarrollo económico y social del país. Este nuevo Plan de Negocios fue aprobado por el Consejo de Administración en el primer trimestre de 2021.

3

EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS



El planteamiento de privilegiar la actividad exploratoria, de desarrollo y de producción en las zonas terrestre y de aguas someras redundó en un cambio de tendencia en la producción de petróleo crudo y de crecimiento de reservas, a través de la ejecución de reparaciones mayores a pozos y la incorporación de campos nuevos, incluso con un costo de hidrocarburo menor al registrado en 2019.

3.1 Exploración, desarrollo y reservas

Durante 2020, se llevaron a cabo actividades exploratorias que se enfocaron a la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en la Cuenca de Tampico-Misantla.

En Exploración, se terminaron 17 pozos exploratorios. De estos pozos, seis fueron terrestres y 11 marinos, resultando cinco productores de aceite y gas, uno productor de gas y condensado, tres productores no comerciales y ocho pozos improductivos.

Se terminaron 168 pozos de desarrollo con una producción diaria asociada de 141 Mb de crudo y 223 millones de pies cúbicos (MMpc) de gas. De estos pozos, 110 fueron terrestres y 58 marinos, resultando 139 productores de aceite, siete de gas húmedo, 10 de gas y condensado, uno de gas seco, nueve improductivos y dos inyectores, con lo cual se obtuvo un éxito de desarrollo de 95%.

A fin de evitar la caída de la producción base, se efectuaron 3,329 intervenciones a pozos,

cumpliendo con el 97.1% del programa. Estas intervenciones comprendieron: 2,289 reparaciones menores, 788 estimulaciones y 252 reparaciones mayores para incrementar la producción, con una producción promedio de 106 Mbd de crudo y 177 MMpcd de gas.

En las Cuencas del Sureste en su porción marina, se reportaron nuevos descubrimientos con el pozo Camatl-1, Xolotl-1 y Paki-1, incorporando reservas 3P en conjunto, del orden de 36 MMbpce; así como una incorporación de reservas 3P en el campo Pokche por 47 MMbpce.

Adicionalmente, en la porción terrestre se reportaron descubrimientos con la perforación de los pozos Terra-101 y Cibix-1, incorporando en conjunto, una reserva 3P de 52.1 MMbpce; además, se tuvo incorporación de reservas en los campos Quesqui e Ixachi del orden de 761.2 MMbpce.

Por la actividad exploratoria realizada en 2020, se estima se incorpore una reserva 3P del orden de 896.3 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo; además, dado que, para el mismo periodo, la producción fue cercana a los 852.3 MMbpce, para el año 2020, se estima una tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria de 105.2%.



Nota: Para 2019 cifra oficial de la CNH, no considera campos en proceso de registro (el dato de Pemex es 668 MMbpce). Para 2020 es información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

Estos resultados fueron 31.1% menores con respecto a la meta establecida en el Plan de Negocios de 1,300 MMbpce.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta
	2019 ¹	2020 ²		
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)	668	896.3	≥1,300	-31.1 ↓

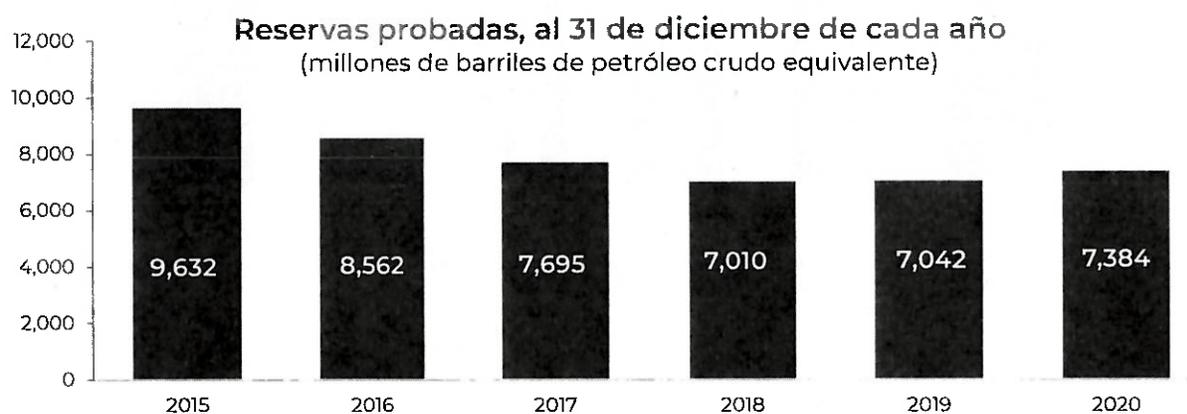
¹ Para 2019 es dato de Pemex, considera campos en proceso de registro por la CNH. La cifra oficial de la CNH es 82 MMbpce.
² Información en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Campos nuevos

Respecto a la estrategia de incorporación de Campos nuevos, Pemex ha logrado reducir los tiempos de incorporación de la producción de hidrocarburos de los nuevos campos en un tiempo récord de 140 días posteriores a la autorización del plan de desarrollo; tiempo que podría reducirse mediante nuevos acuerdos con las entidades reguladoras (CNH, ASEA), lo que permitiría la optimización, principalmente en los campos exploratorios terrestres.

Reservas

Las actividades realizadas en 2020 en materia exploratoria permitieron incorporar aproximadamente 130.6 MMbpce de reservas probadas. Al 1 de enero de 2021, del total de las reservas 1P de la Nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 6,041.0 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 6,984.2 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas seco. La relación reserva-producción para reservas probadas fue de 8.7 años. Las reservas 1P, 2P y 3P se encuentran en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH con base en sus propios lineamientos.



Nota: Para 2019 cifra oficial de la CNH, no considera campos en proceso de registro (el dato de Pemex es 7,216.2 MMbpce). Para 2020 es Información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2021							
	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas ¹ MMb	Gas seco ² MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
Probadas	7,383.9	5,651.4	31.1	358.5	1,342.9	9,271.6	6,984.2
Aguas profundas	60.3	0.0	1.3	0.0	59.0	343.4	307.0
Aguas someras	4,587.6	4,068.6	19.1	185.6	314.3	2,698.1	1,634.8
Campos terrestres	2,735.9	1,582.8	10.7	172.9	969.5	6,230.2	5,042.4

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

¹ Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

² el líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Durante 2020, las reservas probadas 1P fueron modificadas principalmente por la extracción de la producción, la cual alcanzó 852.3 MMbpce. Este volumen fue compensado por reservas probadas generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones, que en su conjunto ascendieron a 1,019.9 MMbpce. Con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P de 119.7%, valor que muestra una tendencia favorable en los últimos dos años.

El valor positivo de 1,019.9 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por los campos nuevos de 130.6 MMbpce, debido a la actividad exploratoria y al incremento de 889.4 MMbpce por concepto de desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación; dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en los campos Ixachi, Kayab, Pit, Onel y Xanab. Por otro lado, se tuvieron decrementos principalmente en los campos Ayatsil, Jujo-Tecominoacán y Xikin.

3.2 Producción de crudo y gas natural

En 2020, se tuvo una tendencia positiva en la producción de crudo, al promediar 1,705.4 miles de barriles diarios (Mbd), volumen superior en 0.3% respecto a 2019, derivado principalmente al desarrollo de pozos en campos nuevos, atención inmediata a los problemas operativos y reducción de tiempo en intervenciones para el restablecimiento de pozos por fallas en bombeo electrocentrífugo; así como mayor actividad en mantenimiento de pozos. Lo anterior permitió superar los efectos de la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua en campos maduros, así como el cierre de producción por altos inventarios de crudo y por malas condiciones climatológicas.

Respecto al gas natural, la producción alcanzó 4,851.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), siendo 3,729.7 MMpcd de gas hidrocarburo y bióxido de carbono y el resto (1,122.1 MMpcd) fue nitrógeno. Este resultado, menor en 0.9% al registrado en 2019, se explica por el comportamiento en los campos marinos de gas asociado tales como Caan, Homol, Kax, May, Tsimín y Xux, de igual forma se presentó disminución en los campos de Poza Rica-Altamira de gas asociado y de Reynosa de gas no asociado, los cuales se encuentran en etapa de declinación.

Producción de hidrocarburos con socios			
	2019	2020	Variación %
Crudo (Mbd) ¹	1,700.7	1,705.4	0.3
Gas natural (MMpcd) ²	4,894.2	4,851.9	-0.9
Gas hidrocarburo (MMpcd) ³	3,768.1	3,729.7	-1.0
Asociado	2,776.5	2,690.5	-3.1
No asociado	991.6	1,039.2	4.8

1 Incluye producción de socios y condensados.
2 Incluye producción de socios, nitrógeno y CO2.
3 No incluye nitrógeno.

En el Plan de Negocios 2019-2023 se planteó una meta de 1,866 Mbd para la producción de crudo. El volumen alcanzado fue 1,686 Mbd (no incluye la producción de socios), 9.6% menor a la meta establecida.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta
	2019	2020		
Producción de crudo (Mbd) ¹	1,684	1,686	1,866	-9.6 ↓

1. Producción de líquidos, incluye crudo y condensados producidos en campos, no incluye la producción de socios.

El costo total de hidrocarburos para 2020 alcanzó 22.57 US\$/bpce. Este dato incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción y actividad, dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 11.15 US\$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento. Comparativamente, en 2019 el costo total de hidrocarburos fue de 25.73 US\$/bpce, siendo las principales causas del decremento en 2020, el aumento del 12% en el tipo de cambio

promedio anual y el decremento del 2% en la inversión y los gastos.

Entre los principales Activos de producción están⁷:

— Ku-Maloob-Zaap, con el aporte de 784.3 Mbd de crudo y 487.7 MMpcd de gas hidrocarburo, 46.5% y 13.4%, respectivamente, de la producción nacional. Las actividades desarrolladas en este Activo fueron: terminación de 16 pozos, y la ejecución de 19 reparaciones mayores, 99 reparaciones menores y 93 estimulaciones.

⁷ La producción nacional a que se hace referencia, no considera la producción de Socios.

- — Activo Litoral de Tabasco: producción de 258.2 Mbd de crudo y condensados (15.3% de la producción nacional) y 626.4 MMpcd de gas (17.2% de la producción nacional). Se llevó a cabo la terminación de 25 pozos, una reparación mayor y 12 reparaciones menores.
- — Activo Abkatún-Pol-Chuc incorporó 169.4 Mbd de crudo y condensados, así como 362.3 MMpcd de gas, con un aporte de 10% en crudo y gas de la producción nacional. Se terminaron nueve pozos, se realizaron tres reparaciones mayores, 14 reparaciones menores y seis estimulaciones.
- — Cantarell contribuyó a la producción nacional con 161.2 Mbd de crudo y 495.2 MMpcd de gas hidrocarburo, 9.6% y 13.6%, respectivamente. Este campo se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada. Se terminaron ocho pozos, se realizaron seis reparaciones mayores, 114 reparaciones menores y 33 estimulaciones a pozos.
- — El Activo Reynosa continuó siendo el mayor productor nacional de gas no asociado, y su contribución a la producción total fue 14.3%, equivalente a 522.2 MMpcd. En 2020 se terminaron diez pozos, se realizaron 25 reparaciones mayores y 667 reparaciones menores.

3.3 Contratos y asociaciones

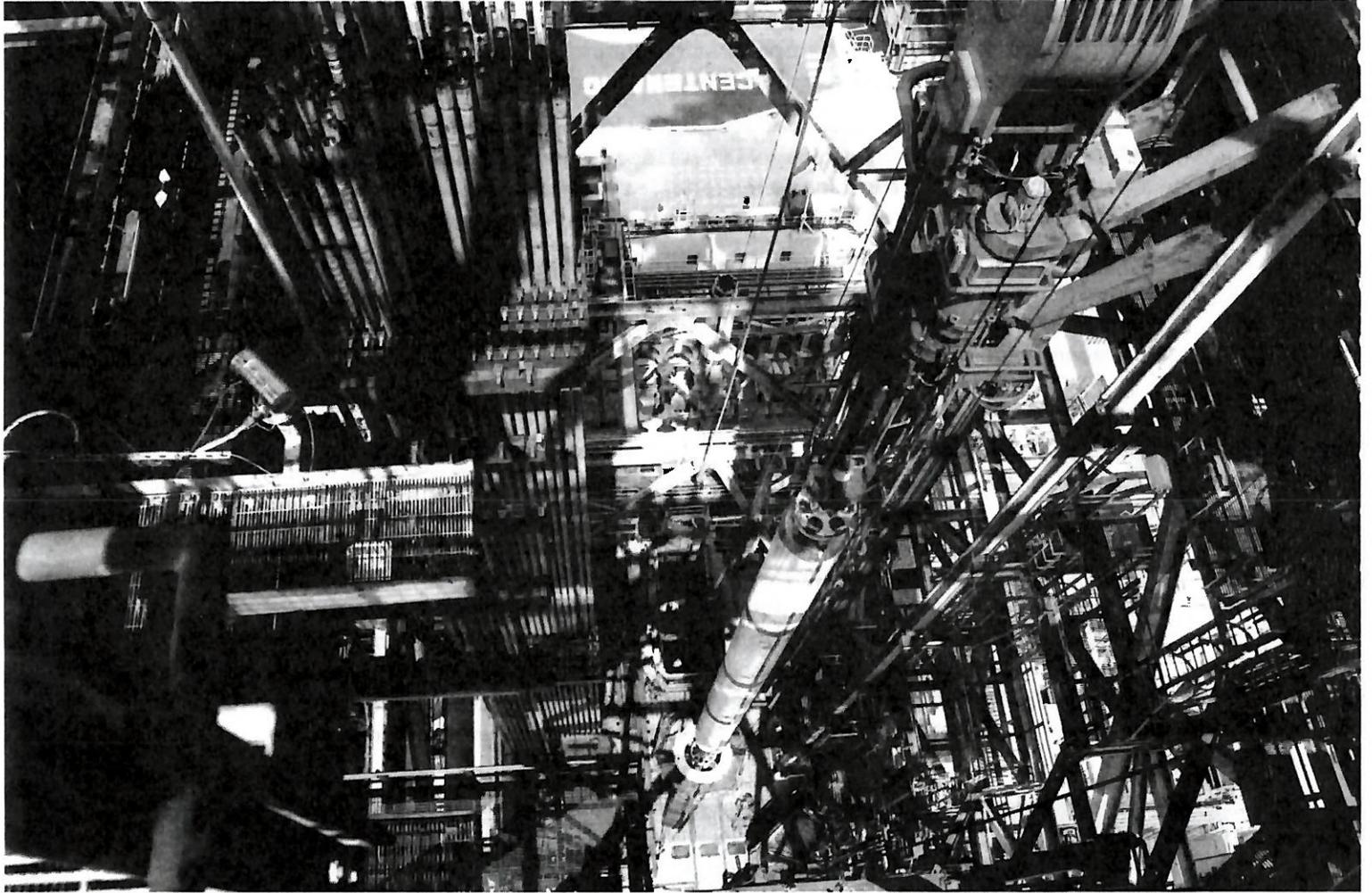
Al igual que en 2019, durante 2020 PEP apoyó sus operaciones con 35 contratos, siendo 21 Contratos de Exploración y Producción (CEE), 11 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), dos Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) y un Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Producción (CSIEE) (actualmente son 33 por la terminación anticipada de los CIEP Humapa el 25 de enero de 2020 y Pánuco el 15 de agosto 2020). En conjunto, estos contratos cubren una superficie de 31,690 km², en la que se realizaron las siguientes operaciones:

	Líquidos ¹ (Mbd)	Gas ¹ (MMpcd)	Asignación	Campos	Pozos Oper.	Batería /ECO ²	Ductos km	Reserva MMbpce (2P)	Reserva MMbpce (3P)
CEE (21)	33.1	169.7	8	41	435	55 / 2	1,089	539	1,196
Exploración (15)	-	-	-	-	-	-	-	-	485
Explotación (6)	33.1	169.7	8	41	435	55 / 2	1,089	539	711
CIEP (11) ³	13.4	42.7	11	41	377	32 / 34	1,622	751	1,703
COPF (2)	1.6	74.4	2	5	128	7 / 0	304	51	57
CSIEE (1)	2.5	4.4	2	2	44	2 / 2	-	17	17

1 Producción total por Contrato.

2 Estación de compresión.

3 El CIEP Humapa terminó anticipadamente el 25/ene/2020, y el CIEP Pánuco, también terminó anticipadamente el 15/ago/2020.



4

REFINACIÓN,
**PROCESO DE GAS
Y PETROQUÍMICA**



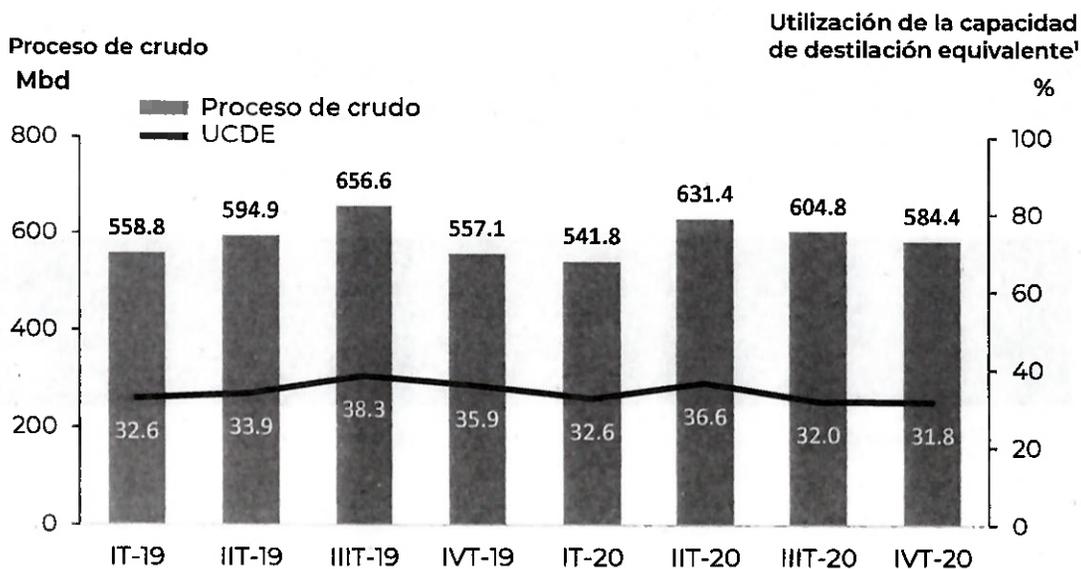
La ejecución de los dos proyectos clave para incrementar el nivel de procesamiento de crudo a nivel nacional, se ha venido realizando acorde a los programas establecidos. Los trabajos de mantenimiento profundo en las seis refinerías del actual Sistema Nacional de Refinación permitirán restablecer la plataforma de procesamiento acorde a su capacidad instalada y la construcción de la nueva refinería ubicada en Dos Bocas, Tabasco incorporará volumen adicional a esa plataforma.

Adicionalmente, durante 2020 se emprendió el análisis de factibilidad para complementar las instalaciones del Complejo Petroquímico Cangrejera, para convertirla en refinería petroquímica y se exploró la construcción de refinerías modulares, que contribuirán a elevar el nivel de procesamiento en el mediano plazo.

En concordancia con la política de austeridad y de racionalización de recursos, en diciembre de 2020 se autorizó la fusión de la EPS Pemex Fertilizantes a la cadena de valor de Pemex Transformación Industrial.

4.1 Transformación industrial

En 2020, el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) se ubicó en promedio en 590.6 Mbd, volumen similar a 2019, como resultado de la continuidad del programa de rehabilitaciones del SNR. En este comportamiento destaca la refinería de Madero por registrar un incremento de 31.8 Mbd en su nivel de proceso. Por su parte, las refinerías de Salamanca y Salina Cruz contribuyeron con 3.6 Mbd y 0.4 Mbd, respectivamente



¹ Se realizaron ajustes en los indicadores Solomon para el 2020.

En particular, la reducción en el nivel de proceso de los dos últimos trimestres de 2020 fue consecuencia de la intensificación en el programa de rehabilitaciones de las refinerías, ya que entre septiembre de 2020 y enero de 2021 se terminó la rehabilitación de 62 plantas, por lo que al 15 de enero de 2021 se registró un total de 149 rehabilitaciones concluidas, entre mantenimientos mayores y menores.

Cabe señalar que, en el mes de diciembre de 2020 se registró un proceso de crudo de 653 Mbd y en enero de 2021 se ubicó el nivel de proceso en 706 Mbd, como resultado del programa de rehabilitaciones.

Proceso de crudo (miles de barriles diarios)			
Concepto	2019	2020	Variación %
Crudo	592.0	590.6	-0.2
Pesado	291.6	289.9	-0.6
Superligero, ligero y otros	300.4	300.8	0.1

Con relación a la meta definida en el Plan de Negocios de 780 Mbd para el proceso de crudo, el promedio alcanzado durante 2020 tuvo una variación a la baja de 24.3%, por efecto del programa de rehabilitaciones, principalmente.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta
	2019	2020		
Proceso de crudo (Mbd)	592	591	>780	-24.3 ↓

Producción de petrolíferos

En 2020, la producción de productos petrolíferos en el SNR fue 596.4 Mbd, de los cuales 185.5 Mbd fueron gasolinas, 113.6 Mbd diésel, 17.5 Mbd turbosina y 274.3 Mbd otros petrolíferos. En particular, la refinería de Madero aumentó en 12.1 Mbd la producción de destilados (gasolinas, diésel y turbosina), con relación al año previo.

Producción petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación (miles de barriles diarios)			
Concepto	2019	2020	Variación %
Petrolíferos ¹	625.6	596.4	-4.7
Gas licuado	7.2	5.5	-23.6
Gasolinas ²	203.5	185.5	-8.8
Diésel	130.3	113.6	-12.8
Turbosina	29.0	17.5	-39.7
Combustóleo	149.8	176.0	17.5
Otros petrolíferos ³	105.8	98.2	-7.2

1. No incluye gas licuado proveniente de mezcla de butanos, ya contabilizado en la producción de los complejos procesadores de gas.

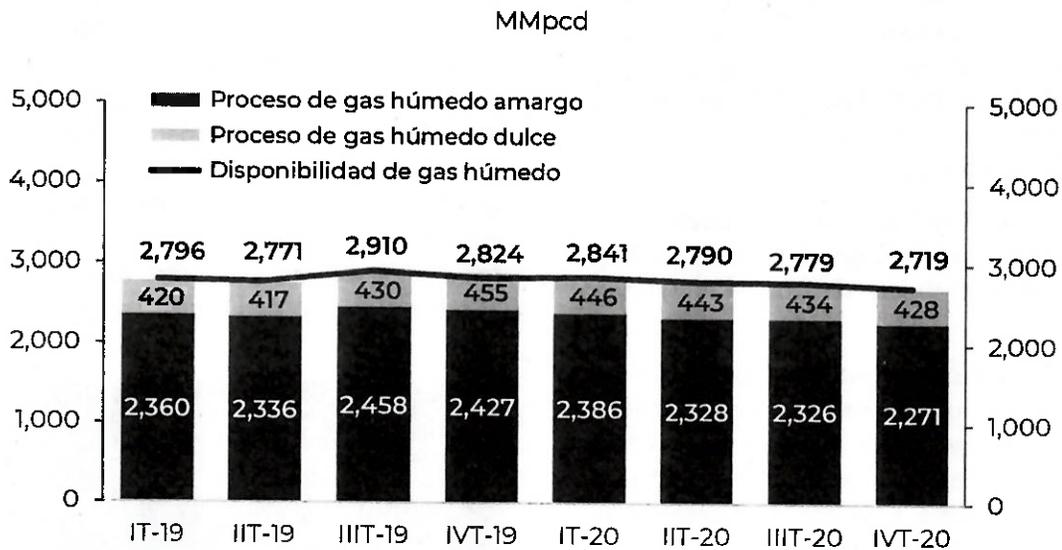
2. Incluye gasolinas del crudo y de transferencias.

3. Incluye gas seco, gasóleos, aceite cíclico ligero, aeroflex, asfaltos, coque, lubricantes y parafinas.

Proceso de gas

Durante 2020, se estabilizó la producción de gas en Pemex Exploración y Producción, por lo que el proceso de gas húmedo promedió 2,765.4 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). Con respecto a 2019, el proceso de gas húmedo dulce registró un incremento de 7 millones de pies cúbicos diarios; las regiones que explican el incremento fueron la sureste y norte con producción de gas húmedo dulce de La Venta y Burgos.

Proceso y disponibilidad de gas húmedo¹



Proceso de gas húmedo (millones de pies cúbicos diarios)			
Concepto	2019	2020	Variación %
Gas húmedo total	2,826.3	2,765.4	-2.2
Gas húmedo amargo	2,395.6	2,327.6	-2.8
Gas húmedo dulce	430.7	437.8	1.6
Condensados ¹ (Mbd)	22.4	22.6	0.9

1. Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Para el procesamiento de condensados en los complejos procesadores de gas, éste promedió 22.6 Mbd, volumen ligeramente superior al de 2019, por una mayor entrega de condensados amargos de PEP, principalmente.

Durante 2020, la producción de gas seco de los complejos procesadores de gas se ubicó en 2,245.2 MMpcd; los complejos procesadores de gas Cactus y La Venta registraron una menor producción debido a un mayor contenido de licuables en el gas húmedo amargo. Los complejos procesadores de gas que incrementaron su producción de gas fueron: Nuevo Pemex en 69.2 MMpcd, Ciudad Pemex en 24.1 MMpcd, Arenque en 8.1 MMpcd y Burgos en 0.6 MMpcd.

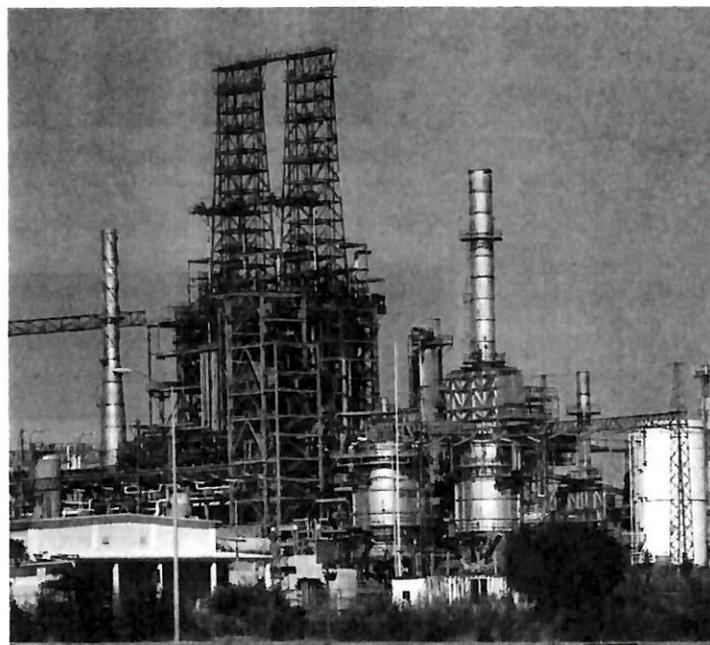
Como resultado de lo anterior, la recuperación de líquidos del gas procesado en 2020 fue 74.6 barriles por MMpcd, cifra similar a la registrada en 2019.

Durante 2020, la producción de líquidos del gas natural registró una disminución de 15.5 Mbd con respecto a 2019, lo cual se reflejó principalmente en una menor producción de gas licuado y etano. Este comportamiento se explica por una disminución en las recuperaciones de etano y propano de plantas criogénicas, debido a problemas en equipos dinámicos, principalmente en los complejos procesadores de gas de Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

La producción total de azufre se ubicó en 265.1 miles de toneladas (Mt), inferior en 29.6% (111.4 Mt) con respecto al año anterior. En este resultado influyeron las menores producciones de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, por la salida de operación para mantenimiento correctivo de sus plantas recuperadoras de azufre.

La producción de aromáticos y derivados se ubicó en 336.4 Mt, volumen inferior en 583.2 Mt al registrado en 2019, debido a la menor producción en el complejo petroquímico La Cangrejera por la salida de operación de la planta CCR en abril por problemas en calderas y en un turbogenerador, que afectó el suministro de vapor y energía eléctrica. Esta planta reinició operaciones en la última semana de diciembre de 2020.

Durante 2020, se recibieron de los centros procesadores de gas 409 Mt de etano y se importaron 94.2 Mt. Con base en esta materia prima, la producción de etileno y derivados alcanzó 1,146.7 Mt, cantidad inferior en 464.1 Mt con relación a 2019, debido principalmente a que las plantas de derivados operaron a baja carga por problemas en los servicios auxiliares, fallas en plantas y a una reducción en la comercialización de monoetilenglicol.



Otros productos de Pemex Transformación Industrial			
Concepto	2019	2020	Variación %
Gas licuado (Mbd)	107.6	100.5	-6.6
Etano (Mbd)	76.8	70.8	-7.8
Gasolinas naturales ¹ (Mbd)	42.9	40.5	-5.6
Azufre (Mt)	376.6	265.1	-29.6
Materia prima para negro de humo (Mt)	226.1	169.1	-25.2
Propano-propileno de refinerías (Mt)	148.1	150.2	1.4
Metanol (Mt)	141.5	138.1	-2.4
Aromáticos y derivados ² (Mt)	919.6	336.4	-63.4
Etileno y derivados (Mt)	1,610.8	1,146.7	-28.8
Etileno	499.5	371.1	-25.7
Glicoles	99.5	7.0	-93.0
Óxido de etileno	188.8	88.2	-53.3
Polietilenos	317.1	251.7	-20.6
Otros ³	505.9	428.7	-15.3
Otros petroquímicos ⁴ (Mt)	455.0	211.2	-53.6

1. No incluye transferencias de Pemex Exploración y Producción porque no son representativas.

2. Incluye aromina 100, benceno, estireno, tolueno, etilbenceno, fluxoil, hidrocarburo de alto octano, tolueno y xilenos.

3. A partir de julio de 2019, Pemex Etileno se fusiona con Pemex Transformación Industrial, por lo que integra la producción de anhídrido carbónico e hidrógeno de las plantas de etileno. En este rubro, además considera la producción de etileno, glicoles etilénicos, óxido de etileno, polietilenos de alta y baja densidad, propileno bruta, butano crudo, ceras polietilénicas, líquidos de pirólisis, nitrógeno y oxígeno.

4. Incluye anhídrido carbónico de refinerías, hidrógeno de la BTX y reformadora de Cangrejera, butanos, especialidades petroquímicas, heptano, hexano, líquidos de BTX y pentanos.

Indicadores de desempeño

Considerando los resultados operativos de Pemex Transformación Industrial, los indicadores de desempeño de la empresa fueron:

- El indicador de destilación primaria fue 36%, cifra similar a la registrada el año anterior, lo que se explica por la continuidad del programa de rehabilitaciones del SNR.
- El rendimiento de destilados durante 2020 fue 52.8%, cifra inferior en 6.2 puntos porcentuales respecto a 2019, debido a que en el segundo semestre del año se intensificó el programa de rehabilitaciones, lo que afectó el nivel de proceso de las refinerías y la producción de destilados, principalmente en las refinerías de Tula (17.3 Mbd) y Minatitlán (16.8 Mbd). En este resultado, la refinería de Cadereyta es la que presentó el mayor rendimiento de destilados del SNR (65.6%). Por su parte, la refinería de Madero registró un incremento de 12.1 Mbd (39%), en la producción de destilados, con respecto a 2019.
- El índice de intensidad de energía, que mide la eficiencia en el consumo de energía promedio para el SNR con respecto a la energía estándar, se ubicó en 171.8%, cifra que representó una mejora en 14.1 puntos porcentuales comparativamente a la registrada en 2019, como resultado de que las refinerías de Salamanca, Tula, Cadereyta y Salina Cruz mejoraron su índice en 55.8, 28.1, 3.9 y 1.2 puntos porcentuales, ubicando su desempeño en 104.5%, 182.9%, 173% y 162%, respectivamente.
- El indicador de recuperación de propano en complejos procesadores de gas se colocó en 95.6%, un desempeño superior en 0.6 puntos porcentuales a la referencia internacional.
- El indicador de autoconsumo en el procesamiento de gas natural fue 5.5%, este resultado fue un mejor desempeño con respecto a la referencia internacional, que registra el porcentaje de autoconsumo en 6%.

Indicadores de desempeño operativo de Pemex TRI (Porcentaje)				
Concepto	2019	2020	Variación ¹	Referencia Internacional
Destilación primaria	36.1	36.0	-0.1	87.4 ³
Rendimiento de destilados ²	58.9	52.8	-6.2	76.3 ³
Índice de intensidad de energía del SNR	185.9	171.8	-14.1	94.2 ³
Recuperación de propano en complejos procesadores de gas	96.4	95.6	-0.9	95
Autoconsumo en procesamiento de gas natural	5.1	5.5	0.4	<6.0

1. Puntos porcentuales.

2. Incluye gasolinas del crudo, turbosina y diésel.

3. Estudio de Solomon Associates 2018.

Programa de Rehabilitaciones del SNR

Las actividades relacionadas con el Programa de Rehabilitaciones del SNR, el cual considera atender los riesgos críticos de las instalaciones (integridad mecánica y seguridad) y mejorar la eficiencia y estabilizar el proceso de crudo iniciaron en septiembre de 2019. Al 15 de enero de 2021, se completaron 39 reparaciones mayores y 110 reparaciones menores en plantas de proceso. Reciben mantenimiento 18 plantas de proceso, cifra que incluye 10 reparaciones mayores y 8 menores; en paralelo se realizan reparaciones a los servicios principales y tanques de almacenamiento.

Proyecto Nueva Refinería Dos Bocas

A la fecha, el proyecto tiene avances en adecuación del sitio, mejoramiento de suelos, desarrollo de ingenierías de detalle y adquisición de equipos críticos de largo tiempo de fabricación. Se han concluido los estudios, así como los servicios de desarrollo de ingeniería básica para 17 plantas de proceso. Asimismo, iniciaron los trabajos para la fabricación de tanques verticales y de esferas, que formarán parte del sistema de almacenamiento del proyecto.

Avance en proyectos de inversión

Pemex TRI tiene a su cargo la ejecución de diversos proyectos de inversión. A diciembre de 2020, la situación es la siguiente:

- — Calidad de combustibles fase gasolinas: las plantas se encuentran en operación y en etapa de cierre administrativo.
- — Calidad de combustibles fase diésel Cadereyta y resto del SNR están suspendidos desde 2016. Se buscan alternativas que permitan cumplir con la normatividad ambiental. La Comisión Reguladora de Energía otorgó a Pemex TRI una prórroga hasta el 31 de diciembre de 2024, para el suministro de diésel ultra bajo azufre (DUBA) en todo el país, mediante la Resolución RES/1817/2019 emitida el 18 de diciembre de 2019.
- — Aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula: consiste en la construcción de la planta coquizadora, que es la principal entre las nueve que integran el proyecto. Con ello, se estima incrementar el proceso de crudo de 315 a 340 Mbd y un mayor rendimiento de gasolinas y destilados. La obra de la coquizadora tiene un avance de 63%. Se evalúan esquemas de ejecución.
- — Conversión de residuales Salamanca: Se exploran alternativas tecnológicas para la realización de este proyecto.

— — Con relación a etileno y derivados, en noviembre de 2020 se comunicó la nueva estrategia de Petróleos Mexicanos, que consiste en incrementar con suministro propio el procesamiento de etano en las plantas de etileno y derivados, para aumentar la

producción. En tal sentido, a partir del último trimestre de 2020 se suspendieron los proyectos relacionados con la capacidad de vaporización, almacenamiento y envío de etano importado a las plantas de proceso derivadas del etileno de Pemex TRI.



4.2 Fertilizantes

En atención a la estrategia de Petróleos Mexicanos, a partir del 1 de enero de 2021 se dio la fusión de Pemex Fertilizantes con Pemex Transformación Industrial, con lo que se esperan ahorros económicos y mejoras operativas para la empresa.

Como parte de las estrategias implementadas por Pemex Fertilizantes para garantizar el suministro de gas natural (materia prima) y a partir del apoyo de la Secretaría de Energía (SENER), del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) y de Pemex Transformación Industrial, el 3 de diciembre de 2019, se suscribió un contrato de compra - venta de gas natural entre CF Energía, S.A. de C.V., y Pemex Fertilizantes el cual permitió contar con la materia prima necesaria para la operación de la planta de amoníaco VI en el ejercicio 2020, alcanzando un volumen de producción de 136.4 mil toneladas de amoníaco. Adicionalmente, se mantuvo la estrategia de importación de amoníaco (156 mil toneladas), con la finalidad de atender la demanda nacional.

La conclusión de los trabajos de rehabilitación de Pro-Agroindustria en 2018, así como la demanda de amoníaco por parte de los sectores agrícola e industrial, obligó a reactivar la producción de amoníaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, el cual presenta rezagos de mantenimiento acumulado que han redundado en una operación disminuida que, en los últimos años, se ha mantenido por debajo de un tercio de su capacidad. Sin embargo, el proyecto de rehabilitación de la planta IV de amoníaco, así como los mantenimientos de las plantas V y VII de amoníaco se mantuvieron suspendidos en 2020 por falta de recursos financieros.

Fertinal continuó con su participación directa en el Programa de Fertilizantes de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural, con el apoyo de Pemex, logrando la distribución de más de 175 mil toneladas de fertilizantes y ser el único proveedor del programa en los estados de Guerrero, Puebla, Tlaxcala y Morelos.

Capacidad instalada

— El Complejo Petroquímico Cosoleacaque cuenta con cuatro plantas para la producción de amoníaco con una capacidad nominal anual de 480,000 toneladas por unidad. Al cierre de 2020 únicamente operó la planta VI. Por otra parte, las plantas IV, V y VII se encuentran en procesos de mantenimiento o rehabilitación con diferentes grados de avance y en espera de contar con suficiencia presupuestal para su conclusión.

— Adicionalmente, se tiene una planta de amoníaco en la Unidad Petroquímica Camargo con una capacidad nominal anual de 147,000 toneladas.

— Fertilal dispone de diversas instalaciones que en su conjunto pueden producir 1.2 millones de toneladas anuales de fertilizantes: dos plantas de ácido sulfúrico, dos plantas de ácido fosfórico, dos plantas de complejos NPK⁸ granulados (fertilizantes fosfatados), una planta de ácido nítrico y una planta de nitrato de amonio prilado.

— Pro-Agroindustria cuenta con dos plantas gemelas para producir urea, con capacidad conjunta de 990 mil toneladas anuales.

Avances de los principales proyectos de inversión

— **COMPLEJO PETROQUÍMICO COSOLEACAQUE - PLANTA IV.-** La continuidad en la rehabilitación de la planta se encuentra en espera de suficiencia presupuestal. La vigencia del proyecto es hasta 2022, acorde al programa de ejecución propuesto para el 2023 en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

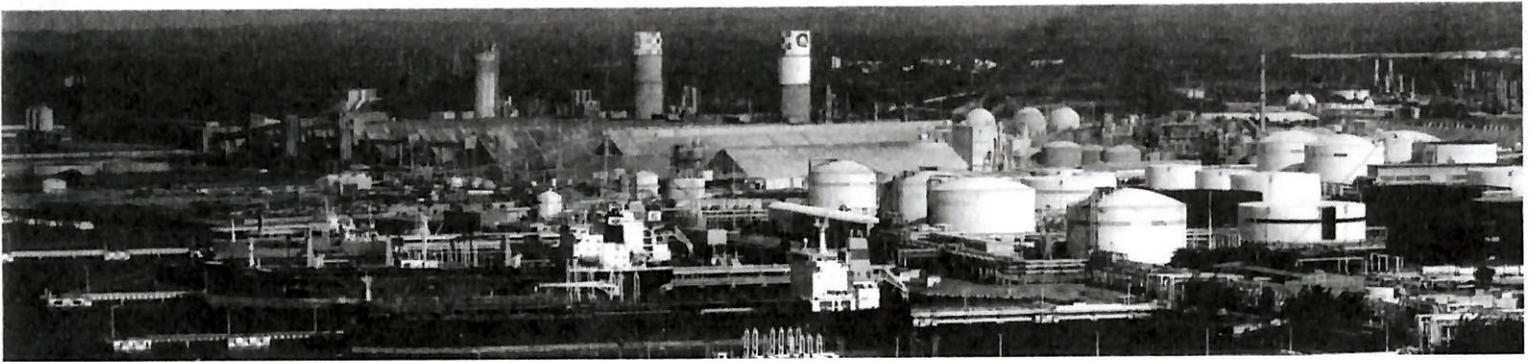
— **COMPLEJO PETROQUÍMICO COSOLEACAQUE - PLANTA VI.-** En marzo de 2020 inició operaciones de manera intermitente y a partir de la segunda quincena de diciembre de 2020 salió de operación por falla operativa, se estima su reinicio de operación en marzo de 2021.

— **COMPLEJO PETROQUÍMICO COSOLEACAQUE - PLANTA VII.-** Continúa fuera de operación, en espera de recursos presupuestales para la ejecución de mantenimiento en servicios auxiliares.

— **PRO-AGROINDUSTRIA.-** Reinició el arranque de la planta de Urea I; sin embargo, derivado de los paros no programados en la operación de la planta de amoníaco VI, no logró estabilizar su producción. La planta mantiene flujo de efectivo con base en la venta de amoníaco importado.

⁸ Nitrógeno, fósforo y potasio.

LOGÍSTICA Y
COMERCIALIZACIÓN



5.1 Logística

En 2020 se transportaron un total de 1,804.3 Mbd de petrolíferos a través de distintos medios: 1,278.7 Mbd (70.9%) fueron inyectados a los sistemas de ductos, 361.4 Mbd (20%) fueron de forma terrestre por autos tanque y carros tanque y los restantes 164.2 Mbd (9.1%) por buques tanque. El volumen total transportado disminuyó 12.8% en comparación con 2019 principalmente por la estrategia implementada para el combate al mercado ilícito de combustibles (MIC) para todo el semestre y a partir del segundo trimestre se suman las bajas ventas y, por ende, falta de

cupo en terminales derivado de la pandemia por el virus SARS COV-2 (COVID-19).

El transporte de crudo y petrolíferos disminuyó a 1,140.6 Mbd, 12.2% menor a los 1,299.4 Mbd de 2019. Adicionalmente, se inyectaron 134.2 Mbd de gas licuado del petróleo, cifra superior en 1.1% al compararla con los 132.7 Mbd de 2019. También se inyectaron a ductos 3.8 Mbd de petroquímicos en 2020, comparados contra los 4.3 Mbd inyectados en 2019 lo que significó una disminución de 11.6%.

Logística primaria

Las principales acciones desarrolladas durante 2020 en las instalaciones logísticas fueron las siguientes:

- El manejo de crudo en domos ubicados en la Central de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl se incrementó a 630 Mbd, volumen 12.5% superior respecto a 2019.
- A fin de contar con mayor flexibilidad en el almacenamiento de crudo para minimizar los impactos en producción diferida por cierre de puertos, altos inventarios debido a condiciones meteorológicas adversas y por rechazos en el SNR, se habilitó capacidad de almacenamiento adicional por 815 Mb.

—■ Se revisó la confiabilidad en los sistemas de medición de transferencia y custodia en el Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, para entrega de crudo al Sistema Nacional de Refinación, y en la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP) Pajaritos, que en conjunto manejaron 850 Mbd de crudo.

—■ Se disminuyó el riesgo en las instalaciones en el CCC Palomas y la Estación de Regulación de Gas Combustible (ERGC) Cactus, con el restablecimiento de los sistemas de seguridad.

- Terminó la reparación de la cúpula del tanque de 100 Mb de la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Poza Rica, que asegura la continuidad operativa del negocio al evitar el cierre de producción de los campos, por 14Mbd de crudo pozóleo.
- El transporte de crudo Istmo y Maya entre la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) y el CCC Palomas se incrementó de 1,080 Mbd a 1,310 Mbd.
- La CAB Tamaulipas incrementó su capacidad de manejo de producción de crudo de 24 Mbd a 35 Mbd.
- En capacidad de almacenamiento de petrolíferos, se recuperaron instalaciones para el manejo de 1.2 MMB.
- Se completó el mantenimiento mayor a seis buques tanque y se rehabilitó el muelle 9 de la TASP Pajaritos, para exportación de crudo.
- Para apoyar el seguimiento de la flota de autos tanque, se instalaron y actualizaron 400 sistemas de posicionamiento global (GPS).

Al cierre de 2020, se mantuvieron los 151 permisos de transporte y almacenamiento otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como los dos permisos⁹ otorgados por la SENER para el tratamiento de petróleo.

Permisos otorgados por la CRE y la SENER			
Logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Transporte terrestre y marítimo
9 sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos: <ul style="list-style-type: none"> ■ Altamira Integral (petróleo y gas natural) ■ Misión (petróleo y gas natural) ■ Santuario (petróleo y gas natural) ■ Aceíte Terrestre Sur ■ Condensado Terrestre Sur ■ Gas Marino Mesozoico 	10 sistemas: <ul style="list-style-type: none"> ■ Rosarito ■ Guaymas ■ Topolobampo ■ Norte ■ Sur-Golfo-Centro-Occidente ■ Progreso ■ Oleoductos ■ Petroquímicos ■ Sistema Hobbs-Méndez ■ Sistema Nacional de GLP 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 73 terminales de almacenamiento y despacho ■ 6 terminales marítimas, 3 en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos) ■ 10 terminales de distribución de gas licuado 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 4 permisos para transporte terrestre ■ 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos) ■ 7 permisos para chalanes

⁹ Considera los permisos de tratamiento de petróleo en las instalaciones Dos Bocas y Arenque – Altamira.

Regulación

Durante 2020, se realizaron diversas acciones en materia de regulación:

- Se interpusieron demandas de amparo en contra de la aprobación de las tarifas máximas del periodo 2019 a 2023, para los permisos de almacenamiento de petróleo en Pajaritos y Sistema de Oleoductos, debido a que las tarifas autorizadas fueron menores a lo esperado, derivado principalmente del no reconocimiento del valor contable de los activos de Pemex Logística. Ambos juicios continúan su curso procesal.
- Se enviaron a la CRE las últimas versiones de los Términos y Condiciones para la Prestación de Servicios (TCPS) del Sistema de Oleoductos y de los nueve sistemas de transporte por ducto de logística primaria.
- Se obtuvo el visto bueno de la CRE para prestar servicios en la Central de Medición Kilómetro 19 (sistema Misión Condensados) a un tercero, mediante la celebración del contrato provisional, con independencia de que se materialice la actividad de transporte en términos de la regulación.
- La CRE aprobó las tarifas máximas para la prestación del servicio de transporte por ducto en los sistemas SNGLP y Hobbs-Méndez, así como para el servicio de almacenamiento en los sistemas de Pajaritos, Puebla, San Martín Texmelucan y Tierra Blanca; estas tarifas aseguran una rentabilidad suficiente para la empresa a partir de un valor de activos neto razonable.

Principales proyectos

Proyecto Peninsular

En agosto de 2020, Trafigura manifestó su intención de dejar de ser accionista de Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V. (DEP). Debido al estado actual de las finanzas de DEP, se recomendó su disolución y liquidación, así como contemplar el desarrollo del proyecto Peninsular a través de otra empresa filial con finanzas más sanas. No obstante, a diciembre de 2020, DEP continúa siendo una empresa existente participada de PLOG (30%).

Al respecto, PLOG se encuentra replanteando el caso de negocio, actualizando los modelos financieros y tarifarios del proyecto, dado que prevalece la necesidad de realizarlo, además de estar considerado en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023.

Proyecto Tolteca

Durante 2020, se analizó en conjunto con PTRI la viabilidad del proyecto. En este sentido, PTRI determinó no contar con capacidad de almacenamiento adicional en el centro del país en el corto o mediano plazo. Actualmente, se realiza un análisis para determinar la factibilidad para ejecutar el proyecto.

Proyecto Transístmico

La premisa principal del proyecto Transístmico es fungir como un corredor económico y comercial para comunicar Asia y la Costa Este de los Estados Unidos, coadyuvando a su vez en el desarrollo económico del Istmo de Tehuantepec, a través del aprovechamiento de la infraestructura de Pemex Logística. Se visualiza que el proyecto sea escalable, donde la primera etapa alcanzaría una capacidad de transporte de 360 Mbd promedio de petróleo crudo ligero, llegando a una capacidad máxima de hasta 450 Mbd.

El 27 de octubre de 2020, se firmó un acuerdo precedente con la empresa paraestatal Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec (CIIT), en el que se establecen las obligaciones respecto al desarrollo y financiamiento de las obras, las inversiones que deberán llevarse a cabo en la infraestructura de Pemex Logística y la capacidad que reservaría el CIIT en los sistemas de almacenamiento y de transporte por ducto asociados al proyecto.

Se determinó que el CIIT fungiría como el usuario ancla de Pemex Logística y deberá obtener los recursos financieros requeridos, a través de un tercero comercializador.



Almacenamiento y despacho

Esta línea de negocio implementó la estrategia de recuperación de almacenamiento en varias terminales del país, logrando una meta de recuperación de 350 Mb para el cierre de ese año. El desarrollo de esta estrategia permitió que al mes de diciembre se rebasara la meta recuperando 1,275 Mb de capacidad de almacenamiento. (370 Mb de gasolina regular, 165 Mb de gasolina premium, 250 Mb de diésel, 470 Mb para combustóleo y 20 Mb turbosina).

En abril se alcanzó una tasa máxima demostrada de inventario en terminales de 11.2 Mb con 15.2 días de autonomía. Asimismo, durante este ejercicio, se registró un inventario útil promedio de 8.2 Mb al día.

Temporada Abierta

Respecto a las temporadas abiertas 1.1 y 3.1, se tuvieron los siguientes resultados durante 2020, de acuerdo a los dos clientes:

Tesoro México Supply & Marketing S. de R.L. de C.V.

Concluyeron las operaciones relativas a los nueve contratos de almacenamiento y dos contratos de transporte por ducto de petrolíferos (gasolinas y diésel) que Pemex Logística firmó con Tesoro México en 2017, por un plazo de tres años y que se asignaron a través del procedimiento de Temporada Abierta, que por su secuencia se le denominó Temporada 1.1.

Todos los servicios nominados conforme a los Contratos de la Temporada 1.1 quedaron cubiertos. Fueron concluidos los contratos de las terminales de almacenamiento Rosarito, Mexicali, Ensenada, Guaymas, Hermosillo, Cd. Obregón, Magdalena, Nogales y Navojoa, así como los sistemas de poliductos de la zona Rosarito y Guaymas.

Debido a la presencia de remanentes en los inventarios en las terminales de la zona Rosarito, al momento de la fecha de conclusión

de operaciones, se establecieron contratos de servicio de almacenamiento en la modalidad de Uso Común, que le permitió al usuario disponer de su producto dentro del mes de noviembre de 2020.

En las terminales de almacenamiento y despacho de la Temporada abierta 3.1 los contratos se encuentran vigentes hasta enero de 2022.

Con Pemex Transformación Industrial

Se firmaron convenios de ampliación de vigencia por tres años más en la Temporada abierta 1.1, para las terminales de almacenamiento Rosarito, Mexicali, Ensenada, Guaymas, Hermosillo, Ciudad Obregón, Magdalena, Nogales y Navojoa, así como los sistemas de poliductos de la zona Rosarito y Guaymas, con fecha de terminación al cuarto trimestre de 2023. El resto de las terminales de almacenamiento y despacho y los sistemas de transporte por ductos del país, cuentan con una vigencia al año 2022.



Plan emergente de abasto de combustibles

Para el abastecimiento oportuno de combustibles en el país, se mantuvo el control de la operación de los Sistemas de Transporte por Ducto, mediante el monitoreo de 2,412 kilómetros en los principales ductos.

Como parte de la estrategia, se ha reforzado la seguridad en los derechos de vía de Pemex, realizando trabajos de tendido de concreto, teniendo un avance de 139.8 km en los sistemas de transporte, tales como el Poliductos Tuxpan – Azcapotzalco, Tuxpan – Tula, Tula – Salamanca y Tula – Toluca.

En apoyo a la estrategia del combate al mercado ilícito de combustibles, se robusteció la seguridad de los ductos con 8,500 elementos de distintas dependencias, en las zonas de mayor incidencia donde ocurren estos actos vandálicos.

Se garantizó el abasto oportuno de combustibles a todo el territorio nacional, continuando con la operación del servicio de transporte por autos tanque en colaboración con la SEDENA, transportando por este medio un total de 8.9 millones de barriles.

Toda la estrategia implementada ha permitido una desviación promedio a diciembre del 2020 de 4.8 Mbd.

Aprobación de tarifas por parte de la Comisión Reguladora de Energía

La CRE aprobó las tarifas máximas para la prestación del servicio de transporte por ducto de los Sistemas de GLP, SNGLP y Hobbs-Méndez, así como para el servicio de almacenamiento de gas licuado.

Adicionalmente, se solicitó a la CRE la aprobación de tarifas de los siguientes permisos, mismas que a la fecha se encuentran pendientes.

- Transporte por ducto de petróleo (Misión, Altamira, Santuario, Aceite Terrestre Sur y Condensado Terrestre Sur).
- Transporte por ducto de gas (Misión, Altamira, Santuario y Gas Marino Mesozoico).
- Almacenamiento de petroquímicos (Pajaritos).
- Almacenamiento de petrolíferos (cuatro terminales de almacenamiento y servicios portuarios).
- Almacenamiento de petrolíferos (73 permisos de terminales de almacenamiento y despacho).
- Transporte por ducto de petrolíferos (seis permisos).
- Transporte por ducto de petroquímicos.

Sistemas de Medición de Pemex Logística

Al cierre del año 2020, la utilización de los sistemas de medición mediante la transferencia de custodia de los volúmenes de hidrocarburos líquidos transportados tuvo el siguiente desempeño.

- Ductos terrestres: 98.6% del volumen medido fue realizado con medición primaria.
- Instalaciones marítimas: 68.8% del volumen medido fue con medición primaria.

Con los mantenimientos realizados durante el ejercicio 2020, así como la aplicación de las políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances de Petróleos Mexicanos, sus EPS y Empresas Filiales, se logró mantener una disponibilidad de los equipos de medición del 91%, obteniéndose una medición más confiable de los productos transportados y almacenados.

5.2 Comercialización

Durante 2020, Pemex Transformación Industrial comercializó 918.2 Mbd de petrolíferos, volumen inferior en 293.6 Mbd (24.2%) al reportado en 2019. A este comportamiento contribuyó la caída en las ventas de gasolina, diésel y turbosina en marzo, cuando inició la reducción de la actividad económica por efecto de las medidas para combatir el COVID-19, situación que se acentuó en abril. A partir de mayo se registró un incremento en las ventas internas de estos productos, debido a la recuperación gradual de la actividad económica. Otro factor a considerar es la creciente incursión de particulares en el abastecimiento de gasolina y diésel en el mercado nacional, en detrimento de la participación de mercado de Pemex.

Volumen de las ventas internas de Pemex Transformación Industrial ¹			
Concepto	2019	2020	Variación %
Petrolíferos (Mbd)	1,211.7	918.2	-24.2
Gasolinas	720.6	571.6	-20.7
Diésel	293.2	217.5	-25.8
Turbosina	83.3	38.9	-53.4
Combustóleo	76.5	55.2	-27.8
Otros ²	38.1	35.0	-8.2
Gas licuado (Mbd)	149.5	143.9	-3.7
Gas natural seco (MMpcd)	1,604.4	1,313.6	-18.1
Petroquímicos (Mt)	2,757.4	2,217.5	-19.6

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

¹ A partir de julio de 2019 Pemex Etileno se integra a Pemex Transformación Industrial, por lo que se incluyen las ventas de petroquímicos de esta empresa.

² Incluye gasavión 100-130, gasolina de llenado inicial, citrolina, gasóleos, asfaltos, lubricantes básicos, parafinas y coque.

Con el fin de hacer frente a los cambios en el mercado en materia de regulación y a la desaceleración económica derivada del COVID-19, Pemex TRI replanteó la estrategia comercial con el propósito de contener la pérdida de mercado. En este sentido, la estrategia comercial está orientada tanto a la retención de volumen, como al fortalecimiento de la marca Pemex en el mercado, lo que permitirá ir recuperando paulatinamente la presencia de Pemex en el mercado nacional de gasolinas y diésel.

Comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados en el mercado nacional e internacional.

En el ejercicio 2020, se comercializaron 284 mil toneladas de amoníaco, las cuales representaron un volumen inferior en 51% respecto al mismo periodo del año anterior, derivado de la contracción del mercado por efectos de la pandemia del COVID-19, así como por la pérdida de mercado por el paro de producción de amoníaco.

Comercialización amoníaco (miles de toneladas)			
	2019	2020	Variación %
Amoníaco	581.9	284.3	-51%
Lázaro Cárdenas	264.8	0.0	-100%
Topolobampo	216.2	143.3	-34%
Pajaritos	100.9	62.7	-38%
Cosoleacaque	0.0	78.3	100%

Comercialización de fertilizantes en Fertinal, por destino (miles de toneladas)	
Destino	2020
Exportación	477,475
Nacional	729,004

Fuente: Fertinal (toneladas)
Nota: incluye amoníaco, azufre y sulfúrico comercializados

Comercialización de fertilizantes en Fertinal por tipo de producto (miles de toneladas)	
Tipo de fertilizantes	2020
Fertilizantes fosfatados	729,080
Fertilizantes nitrogenados	163,366
Productos industriales	110,119
Ácidos industriales	53,789
Otros	150,124

Fuente: Fertinal (toneladas)

Mercado internacional

Exportaciones

Durante 2020, las exportaciones de petróleo crudo mexicano promediaron 1,119.9 Mbd, comparado con 1,103.3 Mbd en 2019, lo que representó un incremento de 16.6 Mbd ante una mayor disponibilidad de crudo superligero.

Las exportaciones de petrolíferos se incrementaron 20.1%, principalmente por mayores exportaciones de combustóleo, con un volumen de 109.6 Mbd, el aumento fue de 58.2%, respecto al año previo.

Importaciones

El volumen importado de gas natural disminuyó 11.7% en 2020, como resultado de la mayor participación de terceros en los mercados de gas. Asimismo, las importaciones de petrolíferos fueron 29.9% menores a las registradas en 2019, debido principalmente a menores volúmenes de gasolinas por un importante crecimiento de las importaciones de particulares y a la reducción de la actividad económica, principalmente en abril y mayo de 2020. Mientras que el volumen de importación de diésel se ubicó en 114.3 Mbd, menor en 35.9% y la de turbosina en 21.8 Mbd, 60.2% menor respecto al año previo.

Mercado Internacional (miles de barriles diarios)			
Productos	2019	2020	Variación%
Exportación			
Crudo	1,103.3	1,119.9	1.5
Petrolíferos	116.0	139.3	20.1
Petroquímicos (Mt)	71.9	40.2	-44.1
Gas natural (MMpcd)	1.3	1.0	-25.3
Importación			
Gas natural seco ¹ (MMpcd)	965.9	853.1	-11.7
Petrolíferos y gas licuado	847.1	593.4	-29.9
Petroquímicos (Mt)	881.3	386.0	-56.2

¹ Incluye gas natural licuado. Sólo operaciones de Petróleos Mexicanos.

Balanza comercial

En el comercio exterior, Pemex realizó operaciones que derivaron en una balanza comercial superavitaria en 3,025.9 millones de dólares, que mejora el valor obtenido en 2019 en seis veces, por un valor de las exportaciones menor en 33.9% y menores importaciones en 47.6%, principalmente por los petrolíferos.

Balanza comercial de hidrocarburos (millones de dólares)			
Productos	2019	2020	Variación %
Saldo	-593.7	3,025.9	609.7
Exportaciones	24,457.9	16,160.3	-33.9
Petróleo crudo	22,361.2	14,683.7	-34.3
Petrolíferos	2,056.3	1,463.5	-28.8
Petroquímicos	39.6	12.7	-67.9
Gas natural seco	0.8	0.4	-50.0
Importaciones	25,051.6	13,134.4	-47.6
Petrolíferos	23,320.7	11,727.4	-49.7
Gas natural seco	1,072.5	774.1	-27.8
Petroquímicos	658.4	633.0	-3.9

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

SEGURIDAD INDUSTRIAL
Y PROTECCIÓN
AMBIENTAL



6.1 Seguridad industrial

Durante 2020, Petróleos Mexicanos continuó realizando y consolidando iniciativas orientadas a fortalecer la cultura de seguridad y el liderazgo con el fin de mejorar el desempeño en seguridad y salud en el trabajo. Destacan las siguientes:

- Seguimiento al Programa de Atención de Riesgos Críticos A1¹⁰, destacando que la atención de los riesgos autorizados en 2019 registró un avance de 98% para instalaciones que no consideran el Sistema Nacional de Refinación y 77.2% para el SNR. Referente al año 2020, se han atendido 81 riesgos de 240 autorizados. Actualmente, se realiza la validación del inventario de Riesgos Críticos 2021.

- La Unidad de Verificación de Pemex acreditó 198 recipientes sujetos a presión conforme a la NOM 020 de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, para mejorar la administración de riesgos de integridad mecánica y con un ahorro sustantivo para la empresa al realizarlo con recursos internos. Conforme a la Estrategia de Pemex en la Nueva Normalidad, actualmente se realizan los trabajos de gabinete, incluyendo la revisión documental de expedientes, quedando pendiente la evaluación en campo.

- Implementación de elementos prioritarios para la seguridad de las instalaciones y seguridad personal. Verificación de evidencias del cumplimiento de las acciones por cada EPS.

- Emisión y difusión de siete Alertas de Seguridad para comunicar las lecciones aprendidas a la función de Seguridad de instalaciones similares.

- Implantación de Programas Institucionales para el reforzamiento de prácticas de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, tales como: capas de protección, planeación, programación y ejecución de trabajos con riesgo, prevención de caídas, seguridad de contratistas y orden y limpieza.

- Revisión de Seguridad de Pre-arranque (Akal C6, Pajaritos) en sitio, para verificar la operación segura de instalaciones estratégicas.

¹⁰ Son aquellos riesgos que pudieran originar una inminente pérdida de contención (fuga/derrame) de hidrocarburos o sustancias químicas peligrosas en activos, sistemas, equipos y/o componentes de proceso, que presenten condiciones críticas de

integridad estructural o mecánica, y cuyas consecuencias sean de graves a catastróficas con afectaciones al personal, a la población, al medio ambiente, pérdida o diferimiento de la producción; así como daños a las instalaciones.

—●— Reforzamiento y difusión de medidas sanitarias para evitar la propagación del SARS COV-2 en instalaciones de la empresa.

En 2020, el índice de frecuencia de accidentes acumulado para el personal de Pemex se ubicó en 0.24 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra similar a la registrada el año previo y 4.3% mayor a la meta establecida en el Plan de Negocios.

Índice de frecuencia de accidentes (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)					
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG	PFERT
2019	0.24	0.24	0.13	0.25	1.88
2020	0.24	0.28	0.17	0.29	0.24
Variación %	0.0	16.7	30.8	16.0	-87.1

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta
	2019	2020		
Índice de frecuencia ¹	0.24	0.24	0.23	4.3 ↑

1. Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo.

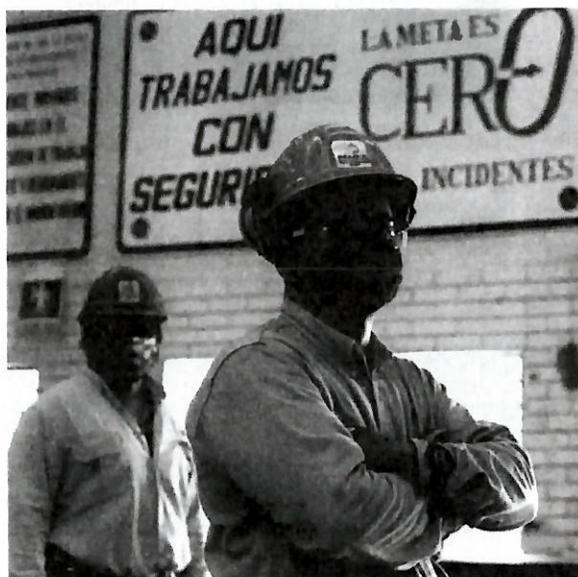
Con la finalidad de abatir el índice de frecuencia y cumplir con la meta establecida para el 2021, se realizará un reforzamiento sobre la aplicación de las prácticas seguras y procedimientos críticos: carga y manipulación de objetos, prevención de caídas, planeación y ejecución segura de trabajos y equipo de protección personal.

Respecto a índice de gravedad para el personal de Pemex, en 2020 se situó en 13 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, 23.5% menor al registrado en 2019 de 17 días.

Índice de gravedad de accidentes (días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)					
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG	PFERT
2019	17	24	12	14	143
2020	13	14	10	21	1
Variación %	-23.5	-41.7	-16.7	50.0	-99.3

El cumplimiento de la meta del índice de gravedad se debe a que la mayoría de los accidentes registrados durante 2020 ocasionaron lesiones menores, con pocos días de incapacidad médica, como son: contusiones, heridas, machucones y caídas al mismo nivel.

El índice de frecuencia de 2020, aplicable al personal contratista alcanzó 0.16 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, 14.3% mayor en comparación con el valor de 0.14 registrado en 2019.



Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)					
Año	Pemex	PEP	PTRI	PLOG	PFERT
2019	0.14	0.14	0.00	0.46	0.00
2020	0.16	0.13	0.12	2.24	0.00
Variación %	14.3	-7.1	100.0	387.0	0.0

6.2 Protección ambiental

La naturaleza de las operaciones que desempeña Pemex en el ámbito energético tiende a afectar las condiciones ambientales de su entorno. En este sentido, el Plan de Negocios incorpora una estrategia específica para mitigar el impacto en los suelos y cuerpos de agua, así como reducir sus emisiones a la atmósfera, en estricto cumplimiento a la regulación ambiental vigente.

Para contribuir al desarrollo de esta estrategia, durante 2020 se emprendieron diversas actividades:

- Pemex Transformación Industrial obtuvo la certificación de sus instalaciones en las normas ISO14001 y 50001, certificando por primera vez las seis refinerías en ISO 50001 en un esquema multisitios.
- Se dio cumplimiento al registro de la información ambiental en la Cédula de Operación Anual por parte de todos los centros de trabajo de Pemex y sus EPS.
- Con base en la Guía *Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability reporting*, IPIECA/API/IOGP, se generó el informe de sustentabilidad correspondiente a 2019.
- Se capacitó a personal clave como Auditor Líder en la norma ISO14001:2015 para desarrollar y mejorar sus competencias a través de un desarrollo profesional continuo.
- Se realizaron cursos en modalidad a distancia de "Sistema de Gestión de la Energía (SGEn) ISO 50001:2018" dirigido a personal estratégico para la actualización de los SGEn a la versión 2018 de la norma ISO 50001 en los centros de trabajo.
- Se certificó al personal estratégico del Corporativo de Pemex en *Certified Energy Manager* (CEM) y en Auditor Líder en Energía (IRCA) en ISO 50001:2018 para dar cumplimiento a lo establecido por la autoridad de integrar a nivel central un Grupo de Auditor Interno de Sistemas de Gestión de la Energía en Petróleos Mexicanos.
- Se realizaron campañas de concientización en materia de energía a través del webinar "Ahorro de energía, nos conviene a todos" y la difusión de las efemérides ambientales y de energía.
- Se actualizaron las políticas y lineamientos para la atención y gestión de sitios con derrame de hidrocarburos en Pemex al incluir un capítulo para la atención de fauna afectada por derrames de crudo.

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones generadas por las operaciones de Pemex registraron un incremento, respecto a los resultados del año anterior:

- Extracción y producción de crudo y gas: el índice de CO₂e pasó de 27.42 tCO₂e/Mbpce a 31.60 tCO₂e/Mbpce, debido principalmente al aumento en el volumen de gas enviado a quemadores en la Región Marina Noreste, Región Sur y Región Norte.
- Proceso de crudo en el SNR: se registró un aumento de 55.34 tCO₂e/Mb en 2019 a 63.68 tCO₂e/Mb en el año que se reporta, por el incremento en los desfogues al ejecutar actividades de mantenimiento en equipos productivos.
- Centros procesadores de gas: el menor aprovechamiento de gas de regeneración por fallas en sistemas de compresión derivó en un crecimiento de 5.68 tCO₂e/MMpc a 6.32 tCO₂e/MMpc.
- Producción de petroquímicos: se registró un decremento de 2.8% con respecto al mismo periodo del año anterior, al promediar 3.88 tCO₂e/t, siendo aún superior a la meta debido a la baja producción de los últimos dos años, que ocasiona que los equipos no operen en sus niveles óptimos de eficiencia.

Concepto	2019	2020	Meta 2020
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas, tCO ₂ e/Mbpce	27.42	31.60	23.34
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinерías, tCO ₂ e/Mb	55.34	63.68	46.81
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en centros procesadores, tCO ₂ e/MMpc	5.68	6.32	5.49
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de productos petroquímicos, tCO ₂ e/t	3.99	3.88	2.67

Fuente: SISPA, 5 de marzo de 2021.

Emisiones de óxidos de azufre (SOx) y óxidos de nitrógeno (NOx)

Las emisiones de óxidos de azufre (SOx) a diciembre de 2020 fueron 1,051 miles de toneladas, lo que representó un incremento de 19.5% respecto al mismo periodo del año anterior (879.7 mil toneladas), debido principalmente a la salida de operación de sistemas de recuperación de azufre. Respecto a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) fueron un total de 85.2 miles toneladas en 2020, 0.9% arriba de las emisiones del año anterior (84.4 mil toneladas), provocado principalmente por el incremento en el consumo de combustibles en equipos de combustión y el aumento en el gas desfogado a quemador.

Emisiones (Mt)	2019	2020	Variación %
Óxidos de azufre (SOx)	879.7	1,051.0	19.5
Óxidos de nitrógeno (NOx)	84.4	85.2	0.9

Fuente: SISPA, 5 de marzo de 2021.

Índice de uso de agua

A diciembre de 2020, el índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías fue de 0.52 m³/b, lo que representó un incremento del 4% con respecto al mismo periodo del año anterior (0.50 m³/b). Este aumento se debió al mayor uso de agua de la refinería de Madero en 36%, manteniendo el proceso de crudo constante, así como a la reducción de uso de agua en menor proporción a la reducción en el proceso de crudo en las refinerías de Minatitlán y Tula.

En el proceso de gas en los complejos procesadores de gas el índice promedió 0.040 m³/Mpc, superior en 3% con respecto al año anterior. Este incremento fue resultado de la baja en la producción, incrementando el uso de agua en equipos de servicio para producción y en los servicios al personal.

El índice de uso de agua en la producción de petroquímicos fue 44.39 m³/t, 9% superior al de 2019, debido al mayor uso de agua en los complejos petroquímicos y una reducción en la producción.

Concepto	2019	2020	Meta 2020
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías, m ³ /b	0.50	0.52	0.40
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas, m ³ /Mpc	0.039	0.040	0.037
Índice de uso de agua en la producción de productos petroquímicos, m ³ /t	40.74	44.39	21.18

Fuente: SISPA, 5 de marzo de 2021.

Reúso de agua

A diciembre de 2020, el volumen de reúso de agua en las refinerías fue 31.1 millones de metros cúbicos, cumpliendo la meta establecida para 2020; esta cifra es similar a la presentada en el mismo periodo de 2019 (30.8 millones de metros cúbicos). Se observó un mayor reúso de agua en las refinerías de Madero y Cadereyta; sin embargo, se registró una reducción en la refinería de Salamanca y en el último semestre del año en la refinería de Tula.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta
	2019	2020		
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³)	30.8	31.1	30.5	1.8 ↑

Fuente: SISPA, 5 de marzo de 2021

Inventario final de residuos peligrosos

Con un total 19.6 mil toneladas registrado al final de 2020, el inventario se incrementó 16% respecto a 2019.

Durante 2020 se generaron 56 mil toneladas y se dispusieron 53.2 mil toneladas, resultando en una relación de disposición con respecto a la generación de 0.95.

A las actividades de Pemex Transformación Industrial corresponde el 76% del inventario de residuos peligrosos.

Concepto	2019	2020
Total	100%	100%
Lodos aceitosos	53%	45%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras, otros)	19%	28%
Residuos sólidos impregnados con hidrocarburos	12%	14%
Sosas gastadas	16%	13%

Fuente: SISPA, 5 de marzo de 2021

Sitios contaminados

Durante 2020 se incluyeron las áreas impactadas por emergencias ambientales en Pemex Exploración y Producción, dando un inventario final de 1,375.8 ha, lo que representó un incremento de 12% con respecto al cierre de 2019.

Área (hectáreas)	Inventario 2019	Inventario 2020
Total	1,232.7	1,375.8
Pemex Transformación Industrial	291.6	291.6
Pemex Logística	133.5	123.7
Pemex Exploración y Producción	807.6	960.5

Entre las acciones implementadas en 2020 destacan la remediación de 43.96 hectáreas, principalmente en la Región Sur de PEP y la desincorporación de un total de 19 presas con afectación ambiental, lo que dio como resultado un inventario final de 53 presas con afectación. En este último rubro, se iniciaron los estudios y análisis, en conjunto con el Instituto Mexicano del Petróleo, de las condiciones en las que se encuentran 37 presas de la Región Norte de PEP.

Fugas y derrames

El total de fugas y derrames en Pemex al cierre de 2020 fue 931 eventos (no incluye aquellos por tomas clandestinas). Con respecto al 2019, se observó un decremento del 15%, debido principalmente a una reducción en el número de eventos presentados en Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción.

De estos 931 eventos, el 77% corresponden a PEP, 13% a Pemex Logística, 8% a Pemex TRI y 2% a PMI.

Número de eventos	2019	2020
Total	1,092	931
Pemex Transformación Industrial	41	75
Pemex Logística	212	124
Pemex Exploración y Producción	838	721
PMI	1	11

Certificados de Industria Limpia

Al cierre de 2020, Pemex cuenta con 10 Certificados de Industria Limpia - Calidad Ambiental vigentes, cuatro de ellos las instalaciones lo obtuvieron por primera vez y el resto fueron refrendos. Debido a la emergencia sanitaria por COVID-19, se han presentado retrasos en la obtención de los certificados de seis instalaciones que se encuentran en proceso de certificación.

Mitigación del Cambio Climático y Protección de Ecosistemas

La empresa realizó actividades para mitigar los impactos ambientales generados por sus operaciones, alineadas al Plan de Negocios 2019-2023. Resaltan la creación e implementación de programas de detección y reparación de fugas en los sistemas de gas y la evaluación de proyectos para la reducción de emisiones por desfuegos, la implementación, operación y certificación de SGE_n, así como la reducción en la quema de gas en los activos de aguas someras de PEP.

Durante 2020, se llevaron a cabo diversas acciones para revertir el cambio climático, entre las que destacan:

- El Plan de Aprovechamiento Integral de Gas en Aguas Someras sigue en ejecución.
 - Inicio de los estudios de riesgo climático para la Terminal Marítima de Dos Bocas, la refinería de Salina Cruz y los ductos petroleros Poza Rica-Tula/Salamanca/Azcapotzalco (zona de Huauchinango y Xicotepec), terminando la primera fase de análisis territorial, climático, de cambio climático y de desastres, contingencias y emergencias presentadas.
 - Se están definiendo los criterios para implementar los Programas de Prevención y Control de Emisiones de Metano en Pemex Exploración y Producción, así como en Pemex Logística. Se están realizando los diagnósticos y líneas base en las principales fuentes de emisiones de metano de los centros de trabajo. Se proyecta la implementación de Programas de Detección y Reparación de Fugas como la principal medida de reducción de esas emisiones.
 - El proyecto externo de cogeneración entre CFE y la Refinería de Salamanca de Pemex se encuentra operando en forma estable.
- Con el fin de lograr las metas establecidas en el Plan de Negocios 2019-2023, respecto a la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero, se trabajó en la rehabilitación de equipos de combustión interna y mejora en sistemas de compresión de PEP.
 - Los centros de trabajo de las diferentes EPS, cuyas emisiones en 2019 fueron mayores a un millón de toneladas de CO₂e, iniciaron la verificación de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero.

Gestión energética

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) distinguió al Activo de Producción Veracruz en el rubro de "Instalación Industrial de la APF, Pemex y CFE con la mayor calificación en la implementación de su SGE_n en 2019" y al Activo de Producción Abkatún Pol Chuc en la categoría de "Instalación industrial de Pemex o de la CFE con la mayor calificación en la evaluación de eficiencia energética de la CONUEE", por haber obtenido beneficios de 160,709 gigajoules y 2.4 petajoules, respectivamente.

INFORMACIÓN FINANCIERA¹¹

¹¹ Datos preliminares.



En el Plan de Negocios 2019-2023 de Petróleos Mexicanos se estableció un periodo de transición de tres años para alcanzar el equilibrio financiero de la empresa en el año 2021. En 2019, los esfuerzos se concentraron para resolver los problemas estructurales y sentar las bases de una nueva política de gestión operativa y financiera de Pemex. A partir de 2020, se esperaba consolidar estas iniciativas; sin embargo, diversos factores afectaron el desempeño financiero de la empresa, principalmente las repercusiones de la pandemia COVID-19 y la depreciación registrada por el peso frente al dólar.

La pérdida neta observada en el ejercicio 2020 ascendió a 509,052 millones de pesos, siendo Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción las empresas subsidiarias que contribuyeron en mayor medida a este resultado.

7.1 Estados financieros

Los estados financieros de Pemex para el año 2020 se vieron afectados principalmente por la disminución en la demanda de combustibles, derivado de la menor actividad industrial, comercial y de servicios que se manifestó a partir de marzo, por las medidas dictadas por el Gobierno Federal, a través de la Secretaría de Salud, para la protección de la población contra la pandemia por COVID-19.

Durante 2020 se revisaron los conceptos de costos y gastos usados para calcular el valor en uso para propósitos de deterioro y se efectuaron ajustes que tuvieron impacto en los

resultados integrales y el valor de los pozos al 31 de diciembre de 2019. Al eliminar estos conceptos de costos y gastos, se generó un valor en uso diferente en ciertas Unidades Generadoras de Efectivo del segmento de Exploración y Producción, situación que ocasionó una disminución en el deterioro sobre dichas Unidades Generadoras de Efectivo y en consecuencia un incremento en el valor de pozos, ductos, plantas y plataformas al 31 de diciembre de 2019 por 65,799 millones de pesos y un efecto favorable en los resultados del ejercicio 2019 por la misma cantidad.

En el ejercicio 2020, la pérdida neta observada fue 509,052 millones de pesos, superior en 226,940 millones de pesos a la obtenida el año anterior. Los principales rubros que la explican son: una disminución en las ventas en 448,309 millones de pesos por efecto de menores precios y volumen; incremento en el deterioro de activos fijos en 5,071 millones de pesos y un incremento en la pérdida cambiaria en 215,879 millones de pesos debido a la depreciación del peso frente al dólar americano en un 5.8%; compensado con una disminución en el costo de ventas en 290,318 millones de pesos por menores compras de productos de importación; y una disminución en el Derecho a la Utilidad Compartida (DUC) en 158,252 millones de pesos por un menor precio de la Mezcla Mexicana de exportación, una reducción en la tasa del DUC de 65% a 58% para 2020 y la aplicación de un crédito fiscal por decreto equivalente a 65,000 millones de pesos directamente al pago del DUC.

Las ventas se redujeron 448,309 millones de pesos respecto a 2019, principalmente por el efecto volumen en 203,101 millones de pesos en gasolina Pemex Magna, diésel y turbosina en el mercado nacional, compensado en parte por un incremento de 20,180 millones de pesos en ventas por exportación. Por el efecto precio, la reducción fue 100,207 millones de pesos en gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium, diésel, combustóleo, y turbosina, en las ventas nacionales y de 202,877 millones de pesos en ventas de exportación de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) y combustóleo, que se compensó con un incremento por el efecto del tipo de cambio por 42,089 millones de pesos.

La depreciación del peso en 5.8% frente al dólar americano (tipo de cambio de 19.9487 pesos al 31 de diciembre de 2020 comparado con 18.8452 pesos al cierre de 2019), indujo un incremento por 215,879 millones de pesos (248.3%) en la pérdida cambiaria.

El resultado de EBITDA (rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro, pozos no desarrollados y costo neto del periodo de beneficios a empleados netos de pagos de pensiones y servicio médico) alcanzó 180,386 millones de pesos, el cual muestra una disminución de 55% respecto a 2019, principalmente por la disminución en los precios y volumen de los productos comercializados nacionales y de exportación.

El margen EBITDA ascendió a 19%, menor al 28% obtenido en 2019; sin embargo, la empresa mantiene el flujo por la operación respecto a los costos incurridos, conservando la solvencia de corto plazo.

Principales políticas y criterios contables y de información seguidos en la preparación de la información financiera

Pemex preparó las cifras a los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y los estados consolidados del resultado integral por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 aplicando las políticas contables de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el *International Accounting Standards Board* ("IASB"), dichas políticas se han aplicado sobre bases consistentes con las mencionadas en los estados financieros consolidados anuales por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.

Estado de Resultados Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias por los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (millones de pesos)				
Rubro	2020	2019	Variación	
			Importe	%
Ventas netas:				
En el país	503,712	807,020	(303,308)	(37.6)
De exportación	445,234	585,842	(140,608)	(24.0)
Ingresos por servicios	4,716	9,109	(4,393)	(48.2)
Total de ventas	953,662	1,401,971	(448,309)	(32.0)
Deterioro de pozos, ductos, propiedades planta y equipo	36,354	31,283	5,071	16.2
Costo de lo vendido	832,615	1,122,933	(290,318)	(25.9)
Rendimiento bruto	84,693	247,755	(163,062)	(65.8)
Otros ingresos (gastos), neto	10,574	7,729	2,845	36.8
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	12,436	21,886	(9,450)	(43.2)
Gastos de administración	145,894	130,769	15,125	11.6
(Pérdida) rendimiento de operación	(63,063)	102,829	(165,892)	(161.3)
Ingreso financiero	16,742	29,236	(12,494)	(42.7)
Costo financiero	(161,765)	(132,861)	(28,904)	21.8
Rendimiento (costo) por derivados financieros, neto	17,096	(23,264)	40,360	(173.5)
(Pérdida) utilidad en cambios, neto	(128,949)	86,930	(215,879)	(248.3)
	(256,876)	(39,959)	(216,917)	542.8
Pérdida en la part. de los resultados de compañías	(3,541)	(1,158)	(2,383)	205.8
Pérdida antes de derechos, impuestos y otros	(323,480)	61,712	(385,192)	(624.2)
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	154,609	372,813	(218,204)	(58.5)
Impuestos netos a la utilidad	30,963	(28,989)	59,952	(206.8)
Total de derechos, impuestos y otros	185,572	343,824	(158,252)	(46.0)
Pérdida neta	(509,052)	(282,112)	(226,940)	80.4
Otros resultados integrales:				
Partida que será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión	7,877	(2,696)	10,573	(392.2)
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	(19,182)	(309,327)	290,145	(93.8)
Total de otros resultados integrales	(11,305)	(312,023)	300,718	(96.4)
Resultado integral total	(520,357)	(594,135)	73,778	(12.4)
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	(508,879)	(281,490)	(227,389)	80.8
Participación no controladora	(173)	(622)	449	(72.2)

Rubro	2020	2019	Variación	
			Importe	%
Pérdida neta	(509,052)	(282,112)	(226,940)	80.4
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	(11,206)	(312,026)	300,820	(96.4)
Participación no controladora	(99)	3	(102)	(3,400.0)
Total de otros resultados integrales	(11,305)	(312,023)	300,718	(96.4)
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	(520,085)	(593,516)	73,431	(12.4)
Participación no controladora	(272)	(619)	347	(56.1)
Resultado integral total	(520,357)	(594,135)	73,778	(12.4)

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Estado de situación financiera

El estado de situación financiera presenta lo siguiente:

- El capital de trabajo negativo se incrementó en 233,364 millones de pesos respecto a 2019, debido principalmente a la disminución de efectivo e inventarios compensado con aumento en cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos circulantes; y a los incrementos en el pasivo circulante principalmente en los vencimientos de deuda a corto plazo y el saldo de proveedores.
- Disminución en el activo fijo, principalmente por el efecto neto de las nuevas inversiones y bajas por 164,567 millones de pesos, el reconocimiento de la depreciación y amortización en 129,632 millones de pesos, un deterioro de activos fijos en 36,354 millones de pesos.
- El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo neto, disminuyó en 41,182 millones de pesos, en particular por la disminución de los impuestos diferidos en 27,638 millones de pesos; disminución en las cuentas por cobrar a largo plazo en 121,678 millones de pesos debido a el intercambio de los pagarés a favor de Petróleos Mexicanos por bonos locales del Gobierno Federal, cuyo monto a largo plazo es por 111,495 millones de pesos, resultado de la operación de intercambio de los pagarés mencionados.
- Incremento en la deuda en 275,553 millones de pesos como consecuencia de la operación de monetización de Bonos locales del Gobierno Federal y la depreciación del peso contra el dólar americano al cierre del ejercicio.
- Aumento en beneficios a los empleados en 78,353 millones de pesos. Este incremento se debe principalmente a la disminución en la tasa de descuento la cual pasó de 7.53% al 31 de diciembre de 2019 a 7.08% al 31 de diciembre de 2020.

Lo anterior se traduce en un incremento en el patrimonio negativo por 473,317 millones de pesos, resultado principalmente de la pérdida neta del ejercicio por 509,052 millones de pesos, pérdidas actuariales por 19,182 millones de pesos, principalmente por una menor tasa de descuento utilizada en 2020, compensado por las aportaciones del Gobierno Federal por 46,256 millones de pesos y los efectos cambiarios por conversión de monedas por 7,877 millones de pesos.

Estado de Situación Financiera Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (millones de pesos)				
Rubro	2020	2019	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	39,990	60,622	(20,632)	(34.0)
Cuentas por cobrar, neto	189,787	185,416	4,371	2.4
Bonos del Gobierno Federal	18,054	-	18,054	100.0
Inventarios, neto	52,606	82,672	(30,066)	(36.4)
Instrumentos financieros derivados	25,948	11,496	14,452	125.7
Otros activos circulantes	3,492	2,829	663	23.4
Total del activo circulante	329,877	343,035	(13,158)	(3.8)
No circulante				
Inversiones en negocios conjuntos, Asociadas y otras	12,015	14,875	(2,860)	(19.2)
Pozos, ductos, propiedades planta y equipo, neto	1,276,130	1,277,549	(1,419)	(0.1)
Derechos de uso	59,196	70,818	(11,622)	(16.4)
Documentos por cobrar a largo plazo	887	122,565	(121,678)	(99.3)
Impuestos diferidos	108,529	136,167	(27,638)	(20.3)
Activos intangibles	22,776	14,584	8,192	56.2
Bonos del Gobierno Federal	111,495	-	111,495	100.0
Otros activos	7,583	4,654	2,929	62.9
Total del activo no circulante	1,598,611	1,641,212	(42,601)	(2.6)
Total del activo	1,928,488	1,984,247	(55,759)	(2.8)
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	391,097	244,924	146,173	59.7
Proveedores	281,978	208,035	73,943	35.5
Impuestos y derechos por pagar	51,200	50,693	507	1.0
Cuentas y gastos acumulados por pagar	30,710	26,055	4,655	17.9
Instrumentos financieros derivados	9,318	16,650	(7,332)	(44.0)
Arrendamiento a corto plazo	8,107	5,847	2,260	38.7
Total del pasivo circulante	772,410	552,204	220,206	39.9
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,867,630	1,738,250	129,380	7.4
Beneficios a los empleados	1,535,168	1,456,815	78,353	5.4
Provisión para créditos diversos	94,626	98,012	(3,386)	(3.5)
Arrendamiento a largo plazo	55,077	62,302	(7,225)	(11.6)
Otros pasivos	4,892	4,397	495	11.3

Rubro	2020	2019	Variación	
			Importe	%
Impuestos diferidos	3,412	3,677	(265)	(7.2)
Total del pasivo no circulante	3,560,805	3,363,453	197,352	5.9
Total del pasivo	4,333,215	3,915,657	417,558	10.7
Patrimonio (déficit)				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	524,931	478,675	46,256	9.7
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	-	-
Reserva legal	1,002	1,002	-	-
Resultados acumulados integrales	(251,285)	(240,079)	(11,206)	4.7
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(2,214,597)	(1,933,107)	(281,490)	14.6
Pérdida neta del año	(508,879)	(281,490)	(227,389)	80.8
Total participación controladora	(2,405,097)	(1,931,268)	(473,829)	24.5
Total participación no controladora	370	(142)	512	(360.6)
Total de patrimonio (déficit)	(2,404,727)	(1,931,410)	(473,317)	24.5
Total de pasivo y patrimonio (déficit)	1,928,488	1,984,247	(55,759)	(2.8)

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Pasivo laboral por beneficio a los empleados al 31 de diciembre de 2020

Al cierre de 2020, se registró un incremento de 12,631.6 millones de pesos en el costo de los beneficios a los empleados (Costo Neto del Período - CNP), en el que se incluyen los servicios prestados con la proyección de los sueldos en el futuro, para totalizar 128,808.5 millones de pesos, 10.9% superior al correspondiente en 2019, el cual ascendió a 116,176.9 millones de pesos.

Este incremento se debió a las pérdidas actuariales que se generaron por el cambio del conjunto de hipótesis financieras correspondientes a:

— Decremento en la Tasa de descuento y de Rendimiento de los activos del plan, de 7.53% a 7.08%.

— Decremento en la Tasa de incremento salarial, al pasar de 5.02% a 4.47%

En este sentido, el pasivo acumulado en 2020 por concepto de beneficios a los empleados aumentó 78,352.7 millones de pesos, al pasar de 1,456,815.4 millones de pesos a 1,535,168.1 millones de pesos. Este incremento incluye el reconocimiento del Costo Neto del Período, Pérdidas Actuariales, aportaciones realizadas al Fondo Laboral PEMEX - FOLAPE (Activos del Plan) y los pagos por servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, así como a los pensionados post-mortem por 5,086.6 millones de pesos en 2020 y 5,733.6 millones de pesos en 2019.

Las (Ganancias)/Pérdidas actuariales¹², correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por 18,077.9 millones de pesos y 319,947.6 millones de pesos, generadas al cierre del ejercicio 2020 y 2019, respectivamente, se registraron en el Resultado Integral del Estado de Situación Financiera (Patrimonio), las cuales reflejan el efecto del decremento en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan y cuyo monto de pérdida acumulada al cierre del ejercicio 2020 fue de 315,352.0 millones de pesos comparado con una pérdida acumulada al cierre del ejercicio 2019 de 297,274.1 millones de pesos.

7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, mediante acuerdo CA-083/2019 de la sesión 945 ordinaria del 15 de julio de 2019, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2020 con el fin de incorporarlo en un apartado específico de la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación.

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2020, autorizó a Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias un monto de hasta 10,000 millones de pesos para endeudamiento neto interno y un monto de hasta 1,250 millones de dólares de los Estados Unidos de América (35,000 millones de pesos) para endeudamiento neto externo, con la posibilidad de contratar endeudamiento interno o externo adicional, mientras no se rebase el monto global de endeudamiento neto aprobado.

A pesar del complejo contexto macroeconómico observado en 2020, provocado por la pandemia COVID-19 y por la drástica caída en los precios del petróleo a nivel global, se logró registrar un endeudamiento neto inferior al autorizado; el resultado fue un endeudamiento neto de 31,403 millones de pesos, 10.3% menor al endeudamiento neto autorizado por el Congreso de la Unión.

¹² Conforme a las disposiciones de la IAS 19 (Revisada), las (Ganancias) y/o Pérdidas Actuariales correspondientes a los Beneficios por Retiro y Post Empleo se reconocen en su totalidad en el Resultado Integral del Estado de Situación Financiera (Patrimonio); sin embargo, este mismo renglón en los Beneficios a Largo Plazo, se deberá reconocer en el Estado de Resultados Integral de cada ejercicio. El renglón denominado (Ganancias) / Pérdidas Actuariales considera todas y cada una de las variaciones entre los supuestos o hipótesis utilizadas en la valuación actuarial y los realmente ocurridos.

Estructura de la deuda al 31 de diciembre de 2020

En concordancia con su estrategia financiera, Pemex participó activamente durante 2020 en los mercados para diversificar sus fuentes de financiamiento, a fin de mejorar el perfil de su portafolio de deuda en cuanto a costo, plazo y liquidez.

Al 31 de diciembre de 2020, las características generales del portafolio de deuda de Pemex, fueron las siguientes:

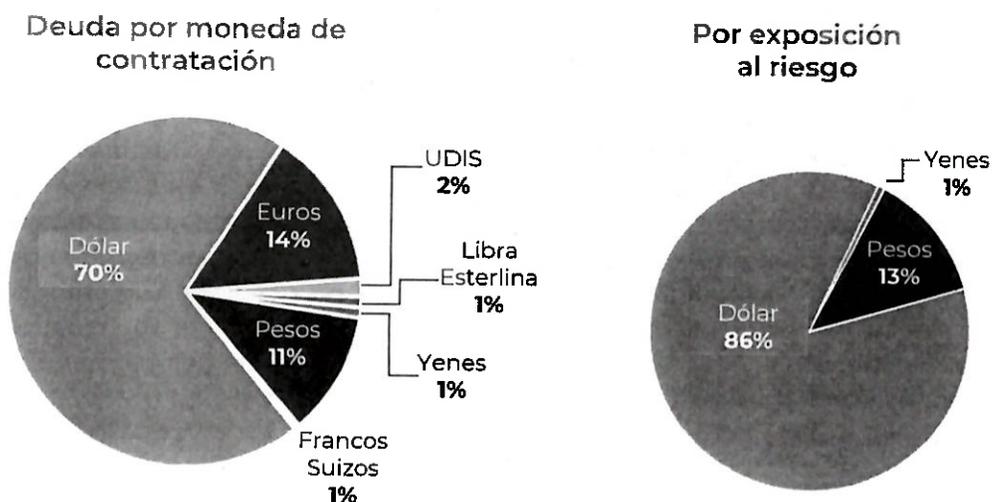
Por tipo de moneda

Pemex continuó implementando una estrategia de cobertura con Instrumentos Financieros Derivados, para mitigar el riesgo cambiario, a través de los cuales convierte a dólares los créditos en divisas distintas al dólar.

El resto de la deuda está contratada en pesos o en Unidades de Inversión (UDIs), en este último caso, la totalidad se convirtió a pesos, por medio de Instrumentos Financieros Derivados, con el fin de eliminar el riesgo inflacionario.

Composición de la deuda

(al 31 de diciembre de 2020)

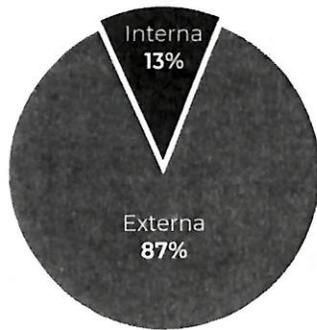


Por tipo de tasa

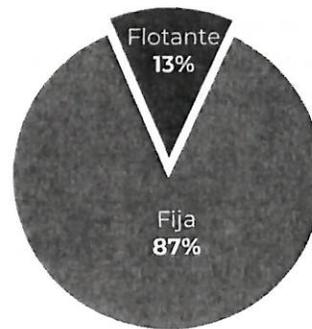
El 87% de la deuda de Petróleos Mexicanos está contratada en tasa fija, lo que mitiga el impacto de la volatilidad en el portafolio de deuda ante un escenario de movimientos en las tasas de referencia. Por otra parte, el 13% de la deuda de Pemex está contratada en moneda nacional (deuda interna), representando una oportunidad para privilegiar el desarrollo del mercado interno en la estrategia de colocación de bonos.

Composición de la deuda de Petróleos Mexicanos (por tipo de deuda y tasa)

Por tipo de deuda



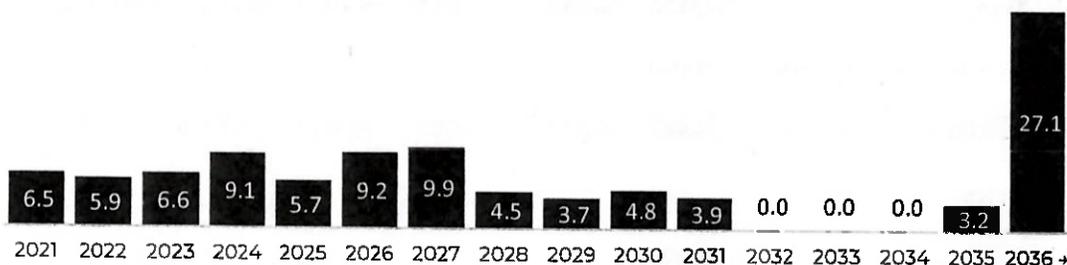
Por tipo de tasa



Perfil de vencimientos

En 2020, Pemex tuvo un perfil de vencimientos ordenado, tanto en la deuda interna como en la externa. Se mantuvo un monitoreo constante de la evolución de los perfiles de vencimiento de las amortizaciones de la deuda contratada por Pemex, con el fin de evitar que se presentaran acumulaciones que pudieran representar una presión sobre los presupuestos anuales de la empresa. Adicionalmente, las operaciones de manejo de pasivos realizadas permitieron extender la vida media de los vencimientos de la deuda contratada y promovieron la adecuada gestión de la estructura de financiamiento.

Perfil de vencimientos al 31 de diciembre de 2020 ¹
111.1 miles de millones de dólares



¹ Proyección elaborada con base en el saldo al 31 de diciembre de 2020 por 111.1 miles de millones de dólares, utilizando los tipos de cambio del 31 de diciembre de 2020 para la conversión a dólares de todas las monedas, así como el tipo de cambio para la conversión de pesos a dólar 1USD=19.9487 MXN.

No incluye intereses devengados por 2.1 miles de millones de dólares.

Disposiciones y amortizaciones

Deuda interna

Al cierre de 2020, la deuda interna de Pemex tuvo un saldo de 289,066.1 millones de pesos¹³, monto superior en 30,439.2 millones de pesos respecto al observado al cierre de 2019 (258,626.9 millones de pesos). Esta variación es el resultado conjunto de:

- Un desendeudamiento neto interno de 70,555.9 millones de pesos, derivado de disposiciones por 179,400.0 millones de pesos y amortizaciones por 249,955.9 millones de pesos.
- Ajustes contables al alza por 1,337.7 millones de pesos, derivados del efecto inflacionario de la deuda interna indizada.
- Consolidación de otros adeudos y de las empresas filiales por 99,657.4 millones de pesos.

De la deuda interna de Pemex, el 84% se encuentra contratado a tasa fija y el 16% a tasa variable y el perfil de vencimientos es el siguiente:

¹³ No incluye intereses devengados por 3,341.1 millones de pesos.

Perfil de amortizaciones de la deuda interna de Petróleos Mexicanos (millones de pesos)						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026 ¹
Total	132,123.1	10,471.3	7,026.6	68,202.1	6,856.7	64,386.3
Certificados bursátiles	24,001.3	-	-	62,536.9	-	64,061.3
Créditos bancarios	8,445.7	10,457.4	7,009.2	5,643.9	6,831.1	190.9
Crédito revolvente ¹	-	-	-	-	-	-
Otros	99,676	13.9	17.4	21.3	25.6	134.1

¹ La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre de 2020, utilizando para el caso de la UDI el valor al 31 de diciembre de 2020 de 1 UDI = 6.60056 pesos.

Deuda externa

El saldo de la deuda externa de Petróleos Mexicanos, al cierre de 2020, totalizó 96,598 millones de dólares¹⁴ (equivalente a 1,927,004.4 millones de pesos, con un tipo de cambio de 19.9487 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2020), un incremento en 6,845.7 millones de dólares con relación al cierre de 2019. Esta variación fue por:

- Un endeudamiento neto externo por 4,511.7 millones de dólares derivado de disposiciones por 23,082.5 millones de dólares y amortizaciones por 18,570.8 millones de dólares.
- Ajustes contables negativos por 1,695.0 millones de dólares, derivados de la variación del dólar respecto a otras monedas en que se encuentra contratada la deuda y consolidación de otros adeudos de las empresas filiales por 639.0 millones de dólares.

El 87% de la deuda externa de Pemex está contratada a tasa fija y el 13% restante a tasa variable y su perfil es:

¹⁴ No incluye intereses devengados por 1,970.9 millones de dólares.

Perfil de amortizaciones de la deuda externa de Petróleos Mexicanos
(millones de dólares)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Total	10,843.7	5,386.9	6,222.4	5,657.5	5,382.4	63,105.2
Mercado de capitales	3,769.8	4,560.4	5,018.7	2,777.5	5,016.0	61,713.9
Créditos bancarios	281.1	131.1	842.5	2,515.5	-	-
ECA ¹	580.7	486.7	174.2	174.2	162.5	143.3
Arrendamiento financiero	168.6	151.2	143.6	146.3	152.7	914.8
Otros	72.7	57.5	43.4	44.0	51.2	333.2
Crédito revolvente ²	5,970.8	-	-	-	-	-

¹ Los créditos asegurados o garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación son denominados ECA, por sus siglas en inglés.

² Las líneas de crédito revolventes tienen vencimiento en enero de 2021.

Manejo de liquidez

El 17 de enero de 2021, Pemex tenía el vencimiento de una de sus líneas de crédito revolvente, por lo que se llevaron a cabo las acciones necesarias para efectuar la renovación y reestructuración del crédito citado, mediante la suscripción de un nuevo contrato de crédito revolvente con un sindicato de bancos. Esta nueva línea quedó completamente a disposición de PMI Trading DAC, con la garantía corporativa de Pemex, para hacer frente a sus necesidades financieras y así fortalecer la liquidez de todo el grupo.

En virtud de lo anterior, al cierre de diciembre de 2020 Pemex contó con una línea de crédito sindicada en dólares por 5,500 millones y dos líneas sindicadas en pesos por un total de 37,000 millones para la administración de liquidez.

Al 31 de diciembre se tenían dispuestos 3,600 millones de la línea en dólares y todas las líneas en moneda nacional se encontraban disponibles.

Otras actividades financieras

A fin de proporcionar liquidez y fortalecer la posición financiera de la empresa, sin presionar su techo de endeudamiento aprobado y utilizando sus propios recursos, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes operaciones:

- El 19 de noviembre de 2020, Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público acordaron canjear 16 pagarés a favor de Petróleos Mexicanos (pagarés 5 a 20) con monto total que ascendió a 128,656.2 millones de pesos por 18 series de bonos locales del Gobierno Mexicano (los “Nuevos Bonos del Gobierno”). Petróleos Mexicanos reconoció los Nuevos Bonos del Gobierno como activos financieros a largo plazo, y los pagarés a corto y largo plazo por cobrar al Gobierno Mexicano fueron dados de baja de los registros contables.
- El 20 de noviembre de 2020, Petróleos Mexicanos monetizó los Nuevos Bonos del Gobierno mediante un acuerdo financiero a tres años por un monto de 95,597.6 millones de pesos a una tasa de 8.56275% anual, con vencimiento el 24 de noviembre de 2023, utilizando los Nuevos Bonos del Gobierno como activo subyacente. Petróleos Mexicanos retiene los derechos económicos de los Nuevos Bonos del Gobierno, por lo que Petróleos Mexicanos los contabiliza como activos restringidos y reconoce la deuda por esta transacción.
- El 15 de diciembre de 2020, Petróleos Mexicanos implementó un esquema de factoraje financiero para apoyar a sus proveedores por un monto de 4,186.9 millones de pesos a un plazo de hasta 180 días y tasa de TIIE más sobre tasa de 172 a 247 punto base.

7.3 Ejercicio del presupuesto

El Congreso de la Unión aprobó a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias, en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el ejercicio 2020, un balance financiero de -62,623 millones de pesos en flujo de efectivo, en el que se consideraron ingresos totales por 1,871,336 millones de pesos, egresos por 1,820,226 millones de pesos y un costo financiero neto de 113,734 millones de pesos.

Sin embargo, al 31 de diciembre de 2020 se registró un deterioro de 48,252 millones de pesos respecto al monto aprobado, por lo que el déficit del balance financiero fue de 110,875 millones de pesos, resultado de menores ingresos propios por 166,982 millones de pesos, que se compensaron parcialmente con las disminuciones en el ejercicio de gasto programable por 101,985¹⁵ millones de pesos y del costo financiero por 16,745 millones de pesos.

¹⁵ Incluye el resultado neto de operaciones ajenas por -1,498 millones de pesos.

VARIABLES MACROECONÓMICAS

Como consecuencia de la pandemia, el entorno macroeconómico observado al cierre del año registró un promedio de 35.82 US\$/b en el precio de la MME y un incremento en el tipo de cambio alcanzando un promedio de 21.49 pesos por dólar, diferentes a las consideraciones originales para el presupuesto aprobado por el Congreso: 49 US\$/b por barril para la MME y un tipo de cambio de 19.0 pesos por dólar.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo								
Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado								
(millones de pesos)								
Concepto	2019	2020 ¹				Variación %		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	20/19 Real ²
Ingresos	1,899,770	1,871,336	1,283,413	1,283,413	-587,923	-31.4	0.0	-34.5
Ventas nacionales	1,275,045	1,354,761	870,412	870,412	-484,350	-35.8	0.0	-33.8
Ventas exteriores	466,681	421,488	343,780	343,780	-77,708	-18.4	0.0	-28.5
Venta Servicios	12,270	5,340	9,870	9,870	4,530	84.8	0.0	-22.0
Otros ingresos	145,774	89,746	59,351	59,351	-30,395	-33.9	0.0	-60.5
Subsidios y trans.	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
Egresos	1,756,722	1,820,226	1,297,309	1,297,300	-522,926	-28.7	0.0	-28.4
Gasto programable	380,726	523,425	421,440	421,440	-101,985	-19.5	0.0	7.4
Corriente	127,660	126,926	125,837	125,837	-1,088	-0.9	0.0	-4.4
Pensiones y jub.	54,886	63,895	63,143	63,143	-752	-1.2	0.0	11.6
Inversión	201,463	332,604	233,957	233,957	-98,647	-29.7	0.0	12.6
Op. ajenas netas	-3,283	0	-1,498	-1,498	-1,498	n.r.	0.0	-55.7
Mercancía para reventa ³	500,917	426,122	277,547	277,547	-148,575	-34.9	0.0	-46.3
Impuestos indirectos	443,943	472,706	399,325	399,325	-73,381	-15.5	0.0	-12.7
Impuestos directos	431,136	397,974	198,998	198,989	-198,985	-50.0	0.0	-55.2

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo								
Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado								
(millones de pesos)								
Concepto	2019	2020 ¹				Variación %		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	20/19 Real ²
Balance Primario	143,049	51,110	-13,896	-13,887	-64,997	-127.2	-0.1	-109.4
Costo Financiero	115,836	113,734	96,988	96,988	-16,745	-14.7	0.0	-18.8
Balance Financiero	27,213	-62,623	-110,884	-110,875	-48,252	77.1	0.0	-495.2
Ingresos Propios ⁴	523,775	574,535	407,544	407,553	-166,982	-29.1	0.0	-24.5
Endeudamiento neto ⁵	-29,989	35,000	126,381	126,381	91,381	261.1	0.0	-508.8
Disposiciones	833,255	175,597	749,908	749,908	574,311	327.1	0.0	-12.7
Amortizaciones	863,244	140,597	623,527	623,527	482,930	343.5	0.0	-29.9
Incremento (uso) caja	-2,776	-27,623	15,497	15,506	43,130	-156.1	0.1	-641.8

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

¹ Cifras del ejercicio presupuestal reportado en Cuenta Pública.

² Se aplicó un factor de 1.0309, conforme al deflactor implícito del Producto Interno Bruto (PIB).

³ Incluye compras de materia prima por 17,480 millones de pesos.

⁴ Los ingresos propios consideran el total de ingresos menos impuestos y la mercancía para reventa (gasto no programable).

⁵ Conforme a lo dispuesto por la SHCP en oficio 312.A.-0508 del 24 de febrero de 2021, en este renglón se registra como endeudamiento no constitutivo de deuda pública una operación de reporte de títulos de crédito formalizada por 95,598 millones de pesos en noviembre de 2020, reflejado en este ejercicio como disposiciones.

n.r. No representativo.

Ingresos

Los ingresos brutos mostraron un monto inferior por 587,923 millones de pesos respecto a los programados en el presupuesto original, lo que representó en términos relativos una disminución del 31.4 %. Los factores que más incidieron fueron la disminución en las ventas de combustibles, a consecuencia de una caída en la actividad económica, y los ingresos por ventas del petróleo al exterior decayeron, principalmente por la caída del precio internacional del crudo. En contraparte, las ventas por servicios fueron superiores debido a los ingresos de CENAGAS, así como por el manejo, distribución, comercialización y servicios de distribución.

En lo referente a los otros ingresos, el importe obtenido por 59,351 millones de pesos se origina principalmente de las aportaciones recibidas por parte de SENER por un monto de 46,256 millones de pesos. Adicionalmente, se cobraron 3,627 millones de pesos de dividendos de KOT Insurance Company, 3,527 millones de pesos de la Compañía Holdings Holanda Services y 603 millones de pesos de otros dividendos.

Egresos

Gasto programable

Se registró una disminución por 101,985 millones de pesos en el ejercicio del gasto programable, respecto del programa autorizado. Destaca la disminución en la inversión por un monto equivalente al 29.7% del presupuesto original y al 96.7% de la reducción total del gasto programable.

Gasto no programable

— Total de importación. El importe total de 277,547 millones de pesos resultó inferior en 148,575 millones de pesos al presupuestado, consecuencia de la menor importación de productos petrolíferos (gasolina regular, diésel desulfurado, gasolina premium, turbosina, gas natural y gas licuado) por 166,056 millones de pesos; en contraparte, se realizaron mayores erogaciones por concepto de compras de molécula de crudo, gas y condensados así como gasto en materia prima, hidrocarburos y servicios a terceros nacionales por 17,480 millones de pesos.

— El pago de impuestos directos fue de 198,989 millones de pesos, menor en 198,985 millones de pesos con respecto al programa. Al respecto, el 86.8% de la variación se origina por menor pago del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC). El resultado se fundamenta en el Decreto emitido por el Ejecutivo Federal el 21 abril de 2020 el cual otorga un beneficio fiscal a los asignatarios que estén obligados al

Durante 2020, se realizaron dos adecuaciones presupuestales autorizadas por el Consejo de Administración, así como 13 movimientos compensados que derivaron en un gasto programable modificado de 421,440 millones de pesos.

pago del DUC; adicionalmente en el mes de diciembre y, con base al decreto expedido en el DOF el 28 de diciembre de 2020, en el cual "se autoriza realizar pagos provisionales tanto del DUC como del Derecho de Extracción de los Hidrocarburos de forma diferida del pago mensual correspondiente a noviembre de 2020 a más tardar el 7 de enero de 2021, estos pagos no generarán recargos por prórroga, actualización, ni darán lugar a sanción alguna...". Adicionalmente, el 8.3% de la variación de los impuestos directos se explica por el Derecho de Extracción de Hidrocarburos y el resto por otros impuestos y derechos.

— La carga fiscal indirecta totalizó 399,325 millones de pesos, siendo menor en 73,381 millones de pesos al presupuestado. La variación se debió a un menor pago de IVA por 42,769 millones de pesos y menor pago de IEPS por 30,611 millones de pesos.

Costo financiero neto

El costo financiero neto registró una reducción de 16,745 millones de pesos con relación al monto presupuestado. Dicha disminución se explica por componente conforme a lo siguiente:

- En relación con el pago de intereses asociados a la deuda, se observó un mayor pago de intereses externos por 12,242 millones de pesos debido básicamente a la depreciación cambiaria peso-dólar y un menor pago de intereses internos por 2,267 millones de pesos por ajustes en el programa de financiamientos y a la reducción de la tasa de referencia por parte del Banco de México.
- Por otra parte, se obtuvo un mayor ingreso financiero por 26,721 millones de pesos principalmente como resultado del registro de 31,235 millones de pesos por el ingreso por intereses equivalente al pago realizado por tal concepto por el Gobierno Federal derivado del intercambio por valores negociables de los pagarés recibidos por la asunción de una porción del pasivo laboral en 2016.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta
	2019	2020		
Balance financiero (MMM\$)	27.2	-110.9	-39	-185.8 ↓
Saldo acumulado de la deuda documentada (MMM\$)	1,983	2,259	2,059	9.7 ↑

Ejercicio de inversión en flujo de efectivo (millones de pesos)								
	2019	2020				Variación %		
EPS	Ejercicio	PEF (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Dif (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	20 / 19 Obs ¹
Total	201,463.3	332,604.4	233,957.0	233,957.0	-98,647.4	-29.7	0.0	12.6
Pemex Exploración y Producción ²	183,769.8	269,859.0	180,525.1	180,525.1	-89,333.9	-33.1	0.0	-4.7
Pemex Transformación Industrial ^{3,4}	13,677.3	58,208.5	46,932.1	46,932.1	-11,276.4	-19.4	0.0	232.9
Pemex Fertilizantes ⁵	1,709.3	1,069.3	3,339.7	3,339.7	2,270.4	212.3	0.0	89.5
Pemex Logística	2,117.7	3,135.5	2,955.1	2,955.1	-180.3	-5.8	0.0	35.4
Corporativo	189.3	332.2	204.9	204.9	-127.2	-38.3	0.0	5.0

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1 Se aplicó un factor de 1.0309, conforme al deflactor implícito del Producto Interno Bruto (PIB).

2 Para fines de presentación se incluye la empresa Perforación y Servicios a Exploración y Producción en 2019.

3 Para fines de presentación se incluye la empresa Etileno a Transformación Industrial en 2019.

4 Inversión financiera para 2020 por 34,941.1 millones de pesos.

5 Inversión financiera para 2020 por 3,164.9 millones de pesos.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2020 asociados a proyectos de inversión

Los contratos vigentes suscritos por Pemex, asociados a proyectos de inversión, totalizaron 676 al cierre de 2020 y su monto global fue 159,455 millones de pesos, 47,174 millones de dólares estadounidenses y 45 millones de euros.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2020										
	Número de contratos en 2019	Monto de contratos a diciembre 2019 (millones)					Número de contratos en 2020	Monto de contratos a diciembre 2020 (millones)		
		Pesos	Dólares	Euros	Libras esterlinas	Coronas noruegas		Pesos	Dólares	Euros
Total	1,390	170,505	58,751	684	23	6	676	159,455	47,174	45
Pemex Exploración y Producción	876	162,623	58,106	676	23	0	577	157,839	47,106	45
Pemex Perforación y Servicios	8	89	8	0	0	0	0	0	0	0
Pemex Transformación Industrial	473	4,311	88	8	0	0	30	591	19	0
Pemex Logística	30	3,319	451	1	0	6	56	926	42	0
Pemex Etileno	1	61	0	0	0	0	0	0	0	0
Pemex Fertilizantes	1	103	0	0	0	0	11	93	2	0
Corporativo	1	0	97	0	0	0	2	6	4	0

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Los contratos consideran el horizonte completo del proyecto, lo que en algunos casos puede incluir un amplio número de años.

Mediante convenios modificatorios, 339 sufrieron cambios: 67 correspondieron a modificaciones en plazo, 36 a modificaciones en monto, 78 a modificaciones en plazo y monto y 158 en alcance.

Convenios modificatorios en 2020					
	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total
Total	67	36	78	158	339
Pemex Exploración y Producción	62	36	77	158	333
Pemex Transformación Industrial	3		1		4
Pemex Logística	2				2



GOBIERNO
CORPORATIVO



Petróleos Mexicanos mantuvo durante 2020 una política de combate a la corrupción y austeridad republicana. Actuando en estricto apego a las normas en materia de ética e integridad, acorde a las mejores prácticas nacionales e internacionales, esto se logró en buena medida gracias a nuestro gobierno corporativo.

8.1 Sistema de control interno

Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, reconocen la integridad, la confianza, la transparencia y rendición de cuentas como una prioridad. En este sentido, la administración ha establecido un sistema de control interno para promover la detección y mitigación eficaces en la prevención de riesgos y amenazas de corrupción.

El Sistema de Control Interno (SCI) de Pemex se basa en el Marco de Control Interno Integrado del *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*

(COSO, 2013) y se relaciona con un buen gobierno corporativo que tenga una fuerte cultura ética con expectativas claras de una conducta aceptable de una organización y con terceras partes.

Derivado de las auditorías a los Estados Financieros de Pemex, durante 2020 se propusieron planes de remediación con el objetivo de determinar la causa raíz que generaron las observaciones. En coordinación con la Dirección Corporativa de Finanzas se atendieron 66 observaciones de un total de 146, que representan el 45% de avance.

Cumplimiento a la Ley Sarbanes-Oxley (SOX)

La Ley SOX tiene como objetivo generar confianza en los inversionistas, a través de mecanismos que mejoren el gobierno corporativo de las organizaciones y establezcan una conexión entre dicho gobierno y las actividades de control realizadas a nivel operativo.

En este sentido, Pemex, al emitir bonos en los mercados extranjeros, debe reportar a la *Securities and Exchange Commission (SEC)* su información financiera relevante.

Adicionalmente, debe llevar a cabo actividades en materia de control interno relacionadas con la generación de información financiera.

Acciones de mejora

Se establecieron acciones para mejorar el control interno, la administración de riesgos, los mecanismos de comunicación, la evaluación del desempeño de actividades estratégicas, simplificación y actualización de instrumentos normativos, la evaluación de la implementación y mejora del Sistema de Control Interno, la identificación de las

actividades de Servicios Corporativos dentro del MOBAP así como su formalización, y la actualización del Proceso de Soporte Administración Patrimonial. Nueve proyectos fueron formalizados en el mes de noviembre de 2019, y cuyo avance general al mes de diciembre de 2020 fue del 66%, proyectando el 34% faltante para el año 2021.

Administración de riesgos empresariales

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias están expuestos a diversos riesgos a lo largo de su cadena de valor, como los relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos; elaboración de petrolíferos; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos; así como escenarios desfavorables de precios.

Con el fin de gestionar los riesgos descritos, Pemex cuenta con un modelo de gestión denominado "Marco de Administración de Riesgos Empresariales" y con normativa específica en la materia.

En la administración de los riesgos empresariales se privilegia la atención de los riesgos estratégicos a los que se refiere el Artículo 14, fracción IV, de la Ley de Petróleos Mexicanos, es decir, aquéllos que podrían afectar significativamente el cumplimiento de los objetivos estratégicos establecidos en el Plan de Negocios de Pemex.

La caída en la demanda de hidrocarburos por la pandemia de COVID-19 ha tenido impacto en los resultados de los clientes, lo que generó que algunos solicitaran apoyo a Pemex mediante el

otorgamiento de crédito. Durante 2020, a través del Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (GARICC), se administró el riesgo de crédito de las EPS para mantener una cartera sana. Al cierre del año, la cartera de clientes con crédito comercial, en proceso de recuperación judicial, representó aproximadamente el 0.7% del total de la cartera, porcentaje acorde con los estándares de la industria.

En 2020, y con el fin de capitalizar nuevas oportunidades de negocio y compromisos adquiridos, se emitieron garantías corporativas en apego a la normatividad aplicable y mediante la evaluación de riesgo respectiva. Al cierre del año, Petróleos Mexicanos y sus EPS tienen vigentes 92 garantías por un monto garantizado aproximado de 53.8 miles de millones de dólares y 1.6 miles de millones de pesos y están distribuidas de la siguiente manera: 75% Contratos de Exploración y Extracción de PEP, 13% Líneas de Crédito, 11% Contratos de Compraventa, y 1% Contratos de Arrendamiento.

Administración de riesgos financieros

Pemex enfrenta riesgos de mercado originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, tipos de cambio y tasas de interés; riesgo de crédito por la exposición al incumplimiento en sus inversiones y derivados financieros; y riesgo de liquidez.

Por lo antes señalado, Pemex ha desarrollado un marco normativo compuesto de políticas y lineamientos que promueve un esquema integral para la administración de los riesgos financieros. Esta normativa regula, entre otros, el uso de Instrumentos Financieros Derivados (IFD) y formula las directrices para el desarrollo de estrategias de mitigación.

Para el ejercicio 2020, Pemex contrató una cobertura petrolera, con el fin de mitigar parcialmente el impacto en sus recursos financieros ante caídas en el precio del crudo. El programa de coberturas petroleras 2020 generó ingresos por 377.4 millones de dólares.

Administración de riesgos asegurables

Pemex desarrolla e impulsa actividades de prevención de pérdidas por siniestros a través de la implementación de visitas de inspección, análisis de ingeniería o de riesgos marítimos, estudios de impacto ambiental, estimación de pérdidas máximas estimadas, valuaciones de activos, revisiones y aplicación de procedimientos, entre otros, que son requeridas por las aseguradoras.

Adicionalmente, Pemex diseña y contrata pólizas de seguros para proteger la totalidad de sus activos y mediante las cuales, se da cumplimiento con la normatividad emitida en junio de 2016 por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) en materia de seguros obligatorios.

Las pólizas de seguros se reaseguran a través de la empresa filial de Petróleos Mexicanos dedicada al reaseguro cautivo, *Kot Insurance Company, AG*, que se utiliza como una herramienta de administración de riesgos para estructurar y distribuir los riesgos en los mercados internacionales de reaseguro, que permita mantener el control sobre el costo y la calidad de los seguros que cubren a Petróleos Mexicanos, sus EPS y, en su caso, sus Empresas Filiales.

En 2020 se lograron recuperaciones de seguros por 69 millones de dólares.

Transparencia

Capacitación en materia de Transparencia

Al cierre de 2020, se alcanzó un total de 16,583 capacitaciones en Pemex y sus EPS.

En lo referente a los refrendos de los Comités de Transparencia de Pemex y sus EPS, estos se realizarán en 2021.

Acceso a información

Durante 2020, Pemex, sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos, recibieron un total de 5,751 solicitudes de acceso a la información, otorgando respuesta a 6,697 solicitudes, que incluyen las recibidas durante ese año y las que se encontraban en proceso del año inmediato anterior, quedando en proceso un total de 236.

Solicitudes de información recibidas y atendidas al amparo de LFTAIP y de la LGTAIP, del 1 de enero al 31 de diciembre del 2020		
Sujeto Obligado	Recibidas	Atendidas ¹
Total	5,751	6,697
Petróleos Mexicanos	3,383	4,046
Pemex Exploración y Producción	992	1,024
Pemex Transformación Industrial	558	762
Pemex Logística	393	438
Pemex Fertilizantes	138	140
Fondo Laboral Pemex (Pemex)	116	116
Colonia Petrolera José Escandón (Pemex)	67	67
Mandato Logística (Pemex Logística)	104	104

Fuente: Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), 2021.

¹ Incluyen respuestas a solicitudes de acceso a la información que se encontraban en proceso, al cierre del año inmediato anterior.

Comités de Transparencia

Durante el 2020, los Comités de Transparencia emitieron resoluciones que impulsan la transparencia al interior de Pemex y sus EPS, se autorizó la emisión de versiones públicas y en los casos de clasificación de información o inexistencia, dichos Órganos Colegiados validaron que las mismas fueran emitidas en apego a la legalidad y procedimientos establecidos en las leyes en la materia, todo esto bajo el enfoque de transparencia y rendición de cuentas.

Actividades de los Comités de Transparencia ¹ , 2020 (al 31 de diciembre)			
Sujeto Obligado	No. Sesiones Ordinarias	No. Sesiones Extraordinarias	Asuntos atendidos
Total	96	78	1,106
Petróleos Mexicanos	46	13	633
Pemex Exploración y Producción	7	36	188
Pemex Transformación Industrial	19	-	200
Pemex Logística	2	29	34
Pemex Fertilizantes	22	-	51

Fuente: Comités de Transparencia de Petróleos Mexicanos y EPS, 2021.

¹ Los asuntos de los Sujetos Obligados Indirectos son atendidos por parte de los Comités de Transparencia de Pemex y Pemex Logística.

Datos personales 2020

Para garantizar el adecuado resguardo y protección de datos personales Pemex, acorde con sus obligaciones establecidas, en el año 2020 implementó acciones como:

- Un Inventario de Tratamiento de datos personales que considera las finalidades, formatos de almacenamiento, servidores públicos que tienen acceso, así como otros elementos que permiten evaluar y determinar las medidas de protección que se establecen a dichos datos.
- Avisos de Privacidad en sus dos modalidades: Integral y Simplificado, materializando con ello el principio de información a los titulares de éstos, dándoles a conocer las características principales sobre el tratamiento que Pemex y sus EPS dan a sus datos personales a fin de poder ejercer sus derechos de Acceso, Rectificación, Cancelación y Oposición.

Actualizaciones del SIPOT

En 2020, en cumplimiento a lo previsto en las Leyes General y Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LGTAIP y LFTAIP), Pemex, sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos (SOI) efectuaron, en el Sistema de

Portales de Transparencia del INAI (SIPOT), las cargas de información correspondientes al cuarto trimestre de 2019, primer, segundo y tercer trimestres de 2020; segundo semestre de 2019 y primer semestre de 2020 y anuales, conforme a la periodicidad de cada una de las obligaciones de transparencia.

Transparencia Proactiva

La Transparencia Proactiva es el conjunto de actividades que promueven la identificación, generación, publicación y difusión de información adicional a la establecida con carácter obligatorio por la LGTAIP y la LFTAIP, que permite la generación de conocimiento público útil con un objeto claro enfocado en las necesidades de sectores de la sociedad determinados o determinables.

En agosto de 2020, el Comité de Transparencia de Petróleos Mexicanos autorizó el Programa de Trabajo de Transparencia Proactiva y en noviembre aprobó el Diagnóstico de Transparencia Proactiva 2020-2021, resultando la selección de dos portales: Base de Datos Institucional pública (eBDI) y Entradas y salidas de medicamentos.

Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos (MOBAP)

En el Plan de Negocios 2019-2023 de Pemex se estableció una estrategia enfocada en la mejora y simplificación de la gestión de Pemex y sus EPS, a través de la administración por procesos.

El MOBAP tiene por objeto coordinar los procesos de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias con un enfoque transversal y alinearlos a los objetivos, misión y visión institucionales, estandarizando las prácticas de negocio de Pemex.

Dicho modelo proporciona a la empresa un enfoque de administración por procesos, a través de la adopción de mejores prácticas en 12 procesos que conforman el catálogo institucional: un estratégico, cuatro sustantivos y siete de soporte).

En materia de diseño y documentación de los procesos, se elaboró el diagnóstico sobre la situación de cada proceso en sus diferentes niveles; se inició la actualización de la descripción, misión, visión y la alineación de los objetivos de cada proceso a los objetivos del Plan de Negocios, así como la revisión de los productos principales.

Se atendieron 28 iniciativas, seis que corresponden a 2019 y 22 al periodo de 2020.

Administración de riesgos de los procesos

Se analizó la información disponible sobre la administración de 533 riesgos de los 12 procesos que conforman el Catálogo Institucional, identificando oportunidades de mejora, cuya atención se inició en 2020. Además, se capacitó al personal de las direcciones corporativas y de las EPS, a través del curso "Introducción a la Administración de Riesgos de Proceso", impartido a 582 personas, y de talleres con los especialistas de los procesos, para la identificación de Riesgos de Proceso y sus Factores, la evaluación de Riesgos de Proceso, su tratamiento y emisión de informes.

Asimismo, se desarrolló la estrategia para el fortalecimiento de la continuidad del negocio en Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, con base en las normas ISO 22301, Guía para desarrollar planes de continuidad del negocio e ISO 22317, Guía para desarrollar el Análisis de Impacto al Negocio.

8.2 Responsabilidad social corporativa

De conformidad con el Plan de Negocios de la Empresa, Pemex promueve entornos sociales favorables que le permitan desarrollar sus operaciones en condiciones de seguridad, estabilidad y continuidad, a través de la vinculación con otras dependencias del gobierno federal, gobiernos estatales y municipales.

En este sentido, en materia de Bienes Inmuebles se han realizado los apoyos siguientes:

- Donación del inmueble ubicado en Calle 35 esquina Calle 37, Córdoba, Veracruz, a favor del Banco del Bienestar.
- Donación del inmueble denominado ejido Chiltepec, ubicado en Paraíso, Tabasco, a favor de la Secretaría de Marina.

En el marco de la Estrategia 10.1 "Fortalecer la responsabilidad social con base en relaciones de confianza en las comunidades donde opera la empresa" del Plan de Negocios 2019-2023, la inversión social ejercida en 2020 alcanzó 1,764.8 millones de pesos:

- Donaciones de combustibles y asfalto: 959.6 millones de pesos.

— Obras, acciones y/o programas del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA): 727.2 millones de pesos.

— Obras de Beneficio Mutuo (OBM): 31 millones de pesos.

— Cláusulas de Desarrollo Sustentable de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP): 47 millones de pesos.

La participación a las entidades federativas, donde Pemex realiza gran parte de sus operaciones fue la siguiente:

Inversión Social por Entidad (miles de pesos)					
Entidad	Donaciones	PACMA	OBM	CIEPS	Inversión total
Totales	959,566	727,235	31,018	47,035	1,764,854
Tabasco	186,541	301,705	29,055	0	517,301
Veracruz	261,577	168,036	1,963	33,976	465,552
Campeche	285,284	76,646	0	0	361,930
Oaxaca	69,699	19,889	0	0	89,588
Hidalgo	48,156	41,169	0	0	89,326
Puebla	9,896	41,072	0	0	50,968
Nuevo León	25,092	14,859	0	0	39,952
Guanajuato	15,824	18,434	0	0	34,258
Chiapas	0	25,873	0	0	25,873
Tamaulipas	3,005	997	0	13,059	17,061
Coahuila	0	7,916	0	0	7,916
Resto de las Entidades	22,197	2,840	0	0	25,037
Administración Pública Federal	32,295	7,797	0	0	40,092

9

EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS **PROGRAMAS ANUALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2020**

27 de abril de 2021

ACUERDO

Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2020, en los términos del documento adjunto.

Anexo del Acuerdo

**Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los
Programas Anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2020.**

Con base en la información proporcionada por la Administración en las distintas sesiones de los Comités y del Consejo de Administración (CAPEMEX) celebradas durante el ejercicio, así como en lo manifestado en el Informe del Director General y, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración emite su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2020.

Contexto de los Programas Anuales 2020

Para el ejercicio 2020, a continuación se presenta la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) objeto de evaluación:

Plan de Negocios y Programa Operativo

- Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023 (Plan de Negocios), aprobado por el CAPEMEX en julio de 2019.
- Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2020, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2019; presenta las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, así como los resultados financieros esperados alineados a las metas establecidas para PEMEX en la Ley de Ingresos de la Federación y en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2020.

Presupuesto autorizado y ajustes

- Informe sobre el Presupuesto de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2020, aprobado por el Congreso de la Unión y autorización de los calendarios de presupuesto; el CAPEMEX tomó conocimiento del presupuesto autorizado a PEMEX en diciembre de 2019, en el que se estableció la meta de balance financiero y el techo de gasto en servicios personales.
- Adecuaciones presupuestales, considera los movimientos presupuestales autorizados por el CAPEMEX a lo largo del año.
- Propuesta global de financiamiento de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio presupuestal 2020.

Implementación de iniciativas

- Avance y resultados de las acciones emprendidas en Exploración y Producción.

- Avance en la implementación de oportunidades de negocios.
- Implementación del Plan de Trabajo de la Reingeniería Corporativa de Empresas Filiales.

Acciones encaminadas a capturar ahorros¹

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2020 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos.
- Programas anuales de enajenación de bienes muebles e inmuebles.

Contexto del entorno

En 2020 se extendió a nivel mundial la pandemia ocasionada por el SARS-CoV-2 misma que, al tiempo de expandirse, generó una crisis sanitaria que derivó en una histórica recesión económica mundial, lo que propició que al cierre de 2020, el PIB mundial disminuyera en 3.5% respecto a su valor de 2019, de acuerdo con el Fondo Monetario Internacional; lo anterior, aunado a una disputa comercial entre Arabia Saudita y Rusia, que en abril de 2020, provocara la peor caída en los precios internacionales de referencia del petróleo crudo. Esta situación afectó en particular el precio del West Texas Intermediate (WTI), que se llegó a ubicar en un negativo de 37.6 US\$/b, arrastrando a niveles históricos el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME), al alcanzar un valor de -2.37 US\$/b el 20 de abril. Este comportamiento atípico fue el resultado de la contracción en la demanda mundial de crudo debido a la reducción en las actividades económicas, derivada de las medidas de aislamiento para evitar la propagación de los contagios por Covid-19. En dicho entorno se desarrolló la reunión número 178 de la OPEP, con el objetivo de definir cuotas para el recorte de producción entre los países miembros del grupo OPEP+ para buscar un equilibrio entre la oferta y la demanda de crudo en el mercado mundial. Sin embargo, debido a la falta de acuerdos entre Arabia Saudita y Rusia, se mantuvo una sobre oferta del hidrocarburo, principalmente por parte de Arabia Saudita hacia los Estados Unidos en la costa del Golfo de México, lo que saturó los sistemas de inventarios y resultó en la cancelación de los pedidos de crudo realizados con anticipación. Como consecuencia de esta situación, el incentivo para adquirir crudo con anticipación se invirtió, por lo que se realizaron pagos adicionales por dejar de recibir el crudo solicitado con antelación. De ahí que el monto que debía cubrirse para salir de los acuerdos previamente establecidos por compra anticipada de crudo se convirtió en la señal de precios negativos en el mercado. Cabe señalar que PEMEX realiza la exportación de sus hidrocarburos al precio promedio del mes, el cual fue de 17.1 US\$/b durante abril, por lo que las ventas al exterior se mantuvieron con un valor positivo durante ese periodo.

Derivado de las condiciones del entorno ya señaladas, en 2020 el precio anual promedio de la MME se ubicó en 35.8 US\$/b, lo que implicó una reducción de 35.5% (19.7 US\$/b) con relación al promedio del año previo. Por su parte, los precios de los crudos Istmo y Maya promediaron en el año, respectivamente, 37.4 US\$/b y 36.1 US\$/b, lo que representa una disminución respecto al año previo de 34.6% y 35.2%. Cabe señalar que desde 2019 se redujo el reconocimiento que da el mercado a las diferencias entre ambos crudos. Mientras que en 2018, el crudo Istmo se vendía en promedio 3.07 US\$/b por encima del crudo Maya (5.0%), a partir de 2019 ese diferencial se ha mantenido por debajo de los 1.40 US\$/b. En 2020 se pagó 3.4% más por barril de crudo Istmo respecto al precio del crudo Maya. Por su parte, en ese año, el precio de referencia del gas natural Henry Hub se redujo 20.7% (0.5 US\$/MMBtu) con relación a 2019, ubicándose en 2.0 US\$/MMBtu.

Con relación a la pandemia, en México el primer caso oficial de una persona afectada con Covid-19 fue detectada en la Ciudad de México, el 27 de febrero de 2020. El gobierno de México, a través de la Secretaría de Salud, implementó una serie de medidas para prevenir y controlar los contagios, entre las que se encontraron la recomendación de confinamiento, así como medidas sanitarias adicionales. Derivado de las

¹ El CAPEMEX tomó conocimiento de ambos programas en marzo de 2020.

medidas adoptadas a nivel doméstico e internacional, se detuvo una parte significativa de la actividad económica. Esto llevó a que se presentara la peor caída anual del PIB (expresado a precios constantes de 2013), en la historia reciente de México, la cual fue de 8.2%, de acuerdo con datos del INEGI. En comparación, la crisis de 2009 produjo una reducción de 5.3%, mientras que la de 1995 llevó a una disminución del PIB de 6.3%. Para tener una dimensión más clara del impacto que representa esta pérdida de actividad, la reducción en el PIB real respecto a 2019 fue de 6,100.5 MMM\$, el valor de esta caída casi duplica el observado en la recesión ocurrida 11 años antes.

Asimismo, debido a que la movilidad se redujo significativamente, en 2020, se presentó una disminución de 15.0% (120 Mbd) en la demanda nacional de gasolinas, respecto al año previo, al ubicarse en 677 Mbd en 2020, contra 797 Mbd de 2019. La demanda de diésel se redujo en 19.9% (77 Mbd) respecto al año previo, registrando un volumen de 309 Mbd, en comparación con los 386 Mbd.

En el mercado cambiario, debido a las circunstancias ya mencionadas, el peso llegó a depreciarse respecto al dólar americano, al pasar de un tipo de cambio FIX² de 18.91 pesos por dólar el 21 de febrero de 2020, antes de la declaración de pandemia por la Organización Mundial de la Salud, a un máximo histórico de 25.12 pesos por dólar el 24 de marzo de 2020. Durante el resto del año, el peso fue recuperando valor paulatinamente hasta alcanzar una cotización de 19.91 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2020. Dichas variaciones afectaron a PEMEX, principalmente, en los registros contables presentados a lo largo del año.

Como resultado de la caída en la demanda mundial y en los precios internacionales de crudo y sus derivados, durante 2020 las empresas de la industria petrolera resintieron una caída en sus ingresos, por lo que realizaron ajustes, reduciendo principalmente su gasto de inversión (CAPEX). De acuerdo con información de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), dentro de las empresas internacionales (IOCs) que procedieron de dicha manera se encuentran Shell, con egresos por inversión inferiores a los programados originalmente para realizarse en 2020 por 5.0 MMMUS\$ (equivalente al 20% del presupuesto originalmente previsto), Chevron con 4.0 MMMUS\$ (20%), Total con 3.6 MMMUS\$ (20%), BP con 3.0 MMMUS\$ (20%), Eni con 2.2 MMMUS\$ (25%) y ConocoPhillips con 0.7 MMMUS\$ (11%). En general, las empresas petroleras nacionales (NOCs) presentaron resultados más desfavorables ante la caída de los precios de los crudos, debido a que enfrentan costos más elevados que las IOCs. Entre las empresas nacionales que ajustaron su gasto de inversión a la baja, se encuentran Saudi Aramco con 10.0 MMMUS\$ (29%), Petrobras con 3.5 MMMUS\$ (29%), Equinor con 2.1 MMMUS\$ (20%) y EcoPetrol con 1.2 MMMUS\$ (27%). En el conjunto de empresas petroleras internacionales analizadas, se observó una reducción promedio en el gasto de inversión de 19.3%, mientras que las empresas petroleras nacionales realizaron ajustes a la baja de 26.1%. PEMEX, por su parte, incrementó el gasto de inversión respecto al año previo, en 16% (32.5 MMM\$); sin embargo, se redujo el monto ejercido con relación a lo programado en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en 30% (98.6 MMM\$).

Evaluación de los Programas Anuales 2020

De la evaluación de los programas para 2020, sobresalen los siguientes elementos:

El resultado financiero muestra que es indispensable lograr que la operación sustantiva sea eficiente y rentable. Reconociendo la importante carga por financiamiento a la que debe hacer frente la empresa, así como la presencia de un entorno de mercado desfavorable, el PEF planteaba un déficit financiero programado de 62.6 MMM\$, siempre y cuando el rendimiento por las actividades centrales se reflejara en un superávit primario de 51.1 MMM\$. Dicho resultado preveía que el déficit financiero se ampliaría en 23.6 MMM\$ respecto al planteamiento establecido en el Plan de Negocios, donde se había presentado una meta de balance financiero de -39.0 MMM\$; sin embargo, el resultado observado fue más adverso, ya que el entorno de menores precios y una baja demanda por hidrocarburos, provocaron, principalmente, una

² El tipo de cambio FIX es determinado por Banco de México y se utiliza para solventar obligaciones denominadas en dólares liquidables en la República Mexicana, al día siguiente.

disminución en los ingresos de 31.4%, mientras que los conceptos en los que se concentra el egreso solamente se redujeron en 28.7%, propiciando un déficit primario de 13.9 MMM\$.

El segundo aspecto por destacar consiste en que, en términos generales, durante 2020 se observó que las principales áreas de actividad de la empresa, a pesar de mostrar un desempeño inferior a las metas de la estrategia institucional, lograron mantener sus capacidades y condiciones operativas en línea con las mostradas en el ejercicio previo. La incorporación de reservas 3P por descubrimientos de 896.3 MMbpce, a pesar de representar 68.9% de lo originalmente programado, restituyó por completo y superó en 5.2% la producción del año, lo que brinda sustento para mantener, prácticamente sin cambio, la viabilidad futura del negocio. En tanto, el volumen de crudo producido fue equivalente al 90.4% del valor objetivo para el año, superando en poco menos del 0.2% el monto extraído en 2019. En contraparte, el proceso de crudo se ubicó en 75.7% del nivel mínimo establecido en la planeación, mostrando además una disminución ligeramente superior al 0.2% con relación al nivel de actividad del año previo.

Las condiciones atípicas de los precios y la demanda que se enfrentaron durante el ejercicio 2020, hacen que la evaluación al cumplimiento en los programas no guarde una relación directa con el desempeño alcanzado por la empresa. Como ejemplo de lo anterior, se encuentra el caso de la exportación de crudo, para la cual se logró un resultado favorable al superar el volumen programado; no obstante, en términos absolutos, los ingresos asociados fueron menores a los alcanzados durante 2019. Adicionalmente, se logró reducir la importación de gasolina respecto al objetivo, lo cual se considera positivo, aun cuando en 2020 los costos de provisión externa disminuyeron respecto al año previo.

Como se señaló con anterioridad, los resultados del ejercicio muestran que las capacidades para producción y proceso de crudo se mantuvieron prácticamente sin variación respecto al año anterior. Una de las principales causas fue la disminución en la actividad de la industria a nivel internacional.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2020:

Indicadores asociados al Plan de Negocios 2019 – 2023 y POFAT 2020

	Plan de Negocios	POFAT	Observado	Variación Plan de Negocios (%)	Variación POFAT (%)
Producción de crudo (Mbd)*	1,866	1,866	1,686	-9.6	-9.6
Proceso de crudo (Mbd)*	> 780	788	591	-24.3	-25.0
Balance financiero (MMM\$) * Estrategia 1.2	-39	-62.6	-110.9	-184.3	-77.1

Indicadores seleccionados asociados al Plan de Negocios 2019 – 2023

Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%)
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce) Estrategia 2.1	≥ 1,300	896.3 ¹	-31.1
Producción de amoníaco (Mt) Estrategia 7.3	793	136	-82.8
Índice de paros no programados en Exploración y Producción (%) Estrategia 5.1	2.0	1.3	-0.7
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de Exploración y Producción (%) Estrategia 5.1	95	14.3	-80.7

Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%)
Índice de paros no programados en el Sistema Nacional de Refinación (%) Estrategia 5.1	9.6	12.4	2.8
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores del Sistema Nacional de Refinación (%) Estrategia 5.1	85	50.5	-34.5
Índice de paros no programados en los Complejos Procesadores de Gas (CPGs) (%) Estrategia 5.1	4.6	13.6	9.0
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de los CPGs (%) Estrategia 5.1	85	18.4	-66.6
Índice de paros no programados en logística primaria (%) Estrategia 5.1	2.0	3.6	1.6
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de logística primaria (%) Estrategia 5.1	85	42.1	-42.9
Índice de paros no programados en almacenamiento y despacho (%) Estrategia 5.1	2.0	9.2	7.2
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores en almacenamiento y despacho (%) Estrategia 5.1	95	39.1	-55.9
Índice de paros no programados en transporte (%) Estrategia 5.1	1.0	2.9	1.9
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores en transporte (%) Estrategia 5.1	85	39.1	-45.9
Índice de paros no programados en los Complejos Petroquímicos (CPQs) (PTRI/ etileno y derivados) (%) Estrategia 5.1	2.0	10.9	8.9
Índice de paros no programados en el CPQ Cosoleacaque (%) Estrategia 5.1	2.0	22.1	20.1
Índice de atención a los riesgos críticos A1* (%) Estrategia 5.4 *	100	33.6	-66.4
Índice de frecuencia* (Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo) Estrategia 5.4	0.23	0.24	4.3
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías* (MMm ³) Estrategia 10.2	30.5	31.1	1.8
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (m ³ /b) Estrategia 10.2	0.40	0.52	30.0
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO ₂ e/Mbpce) Estrategia 10.2	23.34	31.60	35.4
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías (tCO ₂ e/Mb) Estrategia 10.2	46.81	63.68	36.0
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en centros procesadores (tCO ₂ e/MMpc) Estrategia 10.2	5.49	6.32	15.1

Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%)
Saldo acumulado de la deuda documentada* (MMM\$)	2,059	2,258.7 ²	9.7
Ahorro en gasto corriente en rubros indicados (%) Estrategia 1.3	4	40.7	36.7
Ahorro en viáticos (%) Estrategia 1.3	5	68.3	63.3

1. Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2021 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con base en sus propios lineamientos.

2. Conforme a los resultados financieros preliminares en proceso de dictaminación.

* Principales indicadores del Plan de Negocios.

+ Los riesgos críticos A1 corresponden a la pérdida de contención primaria en las instalaciones industriales, para la cual se han diseñado programas de atención, indicadores y metas.

Indicadores asociados al POFAT 2020

POFAT	Programado	Observado	Variación (%)
Exportación de crudo (Mbd)	1,088	1,120	2.9
Producción total de petrolíferos ¹ (Mbd)	826	596	-27.8
Producción total de gasolinas (Mbd)	291	185	-36.3
Producción total de diésel (Mbd)	197	114	-42.3
Importación de gasolinas (Mbd)	439	388	-11.7
Importación de diésel (Mbd)	86	114	32.9
Producción de gas natural ² (MMpcd)	4,519	4,762	5.4
Producción de gas LP ³ (Mbd)	113	95	-16.0
Producción de etano (Mbd)	74	71	-4.4

1. Gasolinas, diésel, turbosina, gas LP, gasóleos, aceite cíclico ligero, asfaltos, coque, lubricantes, aeroflex 1/2, extracto de furfural, grasas y parafinas.

2. Producción de gas natural con impurezas (nitrógeno y CO₂). No incluye producción del Estado ni de socios.

3. Incluye producción en CPGs exclusivamente.

Plan de Negocios

Durante 2020 se enfrentaron condiciones desfavorables en los mercados doméstico y externo. La reducción en los precios internacionales del crudo, así como el menor nivel de actividad en las economías, y por consecuencia en la demanda por petrolíferos, llevaron a una importante caída en los ingresos. Derivado de las condiciones del entorno, así como de las acciones emprendidas por la empresa, el retorno por la actividad sustantiva disminuyó, generando una reducción en el balance primario por 156.9 MMM\$ respecto al resultado de 2019. La menor rentabilidad de la operación productiva de la empresa se reflejó en el balance financiero, al ubicarse por debajo de la meta del Plan de Negocios. De tal forma, que en general, la significativa caída en la economía y los mercados que se reflejaron en una reducción de los rendimientos obtenidos y, por ende, en desviaciones respecto a los objetivos del Plan de Negocios.

Los recursos líquidos recibidos por la monetización de activos financieros permitieron cubrir vencimientos corrientes y reducir el saldo de la deuda respecto al valor máximo registrado en el ejercicio 2020. Asimismo, se adquirieron compromisos de pago a corto y mediano plazo, como resultado de la operación realizada.

Respecto a las metas de ahorro, en el ejercicio de 2020 se cumplió con el compromiso establecido, con un ahorro en el gasto corriente en rubros indicados equivalente a un 40.7%, y en 68.3% por concepto de viáticos, en ambos casos respecto al gasto realizado en 2018 por dicho concepto³.

A pesar de la situación financiera desfavorable en 2020, se mantuvo una asignación presupuestaria creciente para la inversión en Pemex Exploración y Producción. De igual manera, el resultado obtenido quedó corto respecto a la meta propuesta para el año. En 2020 se alcanzó una incorporación de reservas 3P de 896.3 MMbpc, inferior en 31.1% a la meta mínima planteada en el Plan de Negocios. Se puede afirmar que durante el ejercicio anual existió una constante sobre el desempeño de la empresa, misma que también se reflejó en el resultado de incorporación de reservas. Las condiciones adversas enfrentadas impidieron cumplir con los objetivos de la planeación institucional, sin que ello represente una pérdida de capacidades de la empresa. En este caso, la incorporación de reservas superó en 34.1% el resultado para el propio indicador en el año previo y en 5.2% la producción de hidrocarburos en 2020. De tal manera, el gasto adicional incurrido durante el último año fue suficiente para mantener prácticamente sin cambio la viabilidad futura de la empresa, representada por su relación reserva-producción.

En términos operativos, la producción de crudo se mantuvo 9.6% por debajo de la meta establecida en el Plan de Negocios, sin embargo, el volumen de 2020 se ubicó marginalmente por arriba respecto al de 2019, pasando de 1,683.8 a 1,686.3 Mbd, con ello puede afirmarse que la empresa mantuvo su capacidad productiva a lo largo de este ejercicio.

La producción de amoníaco de 136.4 Mt observada durante 2020 representó un 17.2% de la meta anual, mientras que las importaciones disminuyeron en 421 Mt, a consecuencia de la menor demanda por las medidas de la pandemia.

La reducción de la capacidad financiera incidió en la atención de los riesgos críticos A1 y con los programas de reparaciones mayores. En general, los índices de paros no programados (IPNP) presentaron desviaciones respecto de la meta establecida para el año. Sin embargo, para el caso de la actividad en Exploración y Producción, el IPNP se ubicó 0.7% por debajo del límite establecido en la planeación institucional de 2.0%. La desviación en las reparaciones en Pemex Transformación Industrial (PTRI), ubicaron el proceso de crudo 24.3% por debajo de la meta del Plan de Negocios. En el caso de la atención a los riesgos críticos A1, se presentó un cumplimiento del 33.6%. Si bien ambos temas presentan desviaciones, en planes y programas posteriores está considerada su atención dada su relevancia y su impacto en los resultados.

Por su parte, el índice de frecuencia, que indica el grado de accidentabilidad por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, registró un valor de 0.24.

En lo referente a sustentabilidad ambiental, existió un incremento en las emisiones de gases efecto invernadero.

POFAT 2020

Durante 2020 se observó un cumplimiento mixto a las metas establecidas en el POFAT, sin embargo, es importante establecer el contexto en el que se presentaron los resultados observados.

Gracias a la producción asociada a los nuevos campos, se logró incrementar en 2.5 Mbd (0.2%) el volumen de líquidos extraídos respecto a 2019, no obstante, este resultado es inferior en 179.7 Mbd a la meta planteada para 2020. Considerando la situación de los mercados los resultados son aceptables, ya que de esta manera se evitó incrementar el volumen exportado ante precios internacionales que se ubicaron por debajo de los observados en el año anterior.

³ Para todos los años el monto ejercido se expresa en pesos constantes de 2018.

El Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un proceso de crudo de 591 Mbd de crudo, 25% inferior a la meta establecida en el POFAT, debido a la rehabilitación del sistema. El diferencial respecto al volumen de crudo producido fue colocado en los mercados internacionales, presentando un incremento en las exportaciones de 2.9% (32 Mbd) por encima de la meta establecida. Es de resaltar que las exportaciones de crudo, superiores en un 1.5% con relación a las de 2019, representaron un ingreso menor en 34.3% (7,677 MMUS\$) dados los precios del crudo.

La actividad en el SNR, si bien no se incrementó el proceso de crudo respecto al año anterior al mantenerse en los niveles de 2019 se ha contenido la tendencia en la caída que se estaba registrando desde 2014. El rendimiento de destilados se redujo 6 puntos porcentuales respecto a los rendimientos del año anterior, al pasar de 58.9% en 2019 a 52.8% en 2020. Por ello, la producción de petrolíferos fue 4.7% inferior a lo registrado en el año previo, quedando 229.6 Mbd (27.8%) por debajo del valor programado para el ejercicio 2020. En situaciones similares, ante una baja en la producción se recurrió a producto de importación para satisfacer la demanda nacional. Tal fue el caso para el diésel, donde las importaciones superaron el volumen definido en el POFAT en 28.3 Mbd. Por el contrario, en el caso de las gasolinas, sí se cumplió con la meta del POFAT, al adquirir un volumen del mercado internacional 51.5 Mbd por debajo de lo originalmente planeado (11.7%). La demanda doméstica por gasolinas fue la que presentó la mayor contracción como resultado de las medidas tomadas para reducir la propagación del Covid-19, lo que contribuyó al cumplimiento de la meta de importación de este producto. Es importante señalar que, durante 2020, el costo por adquisición de producto en los mercados internacionales fue inferior al enfrentado en 2019, mientras que el volumen adquirido de gasolinas y diésel de los mercados internacionales disminuyó en 29.0% respecto al año anterior, el gasto por compra cayó 49.0%, equivalente a 9,944.6 MMUS\$.

PEF 2020

	Programado	Observado	Variación (%)
Presupuesto de Egresos de la Federación (MMM\$)			
Ingresos propios	574.5	407.6	-29.1
Gasto programable	523.4	421.4	-19.5
Balance primario	51.1	-13.9	N.A.
Balance financiero	-62.6	-110.9	-77.1
Gasto de servicios personales	93.7	89.6	-4.4

Derivado principalmente de las condiciones del entorno internacional, ante la reducción en la demanda de energéticos por las medidas y consecuencias de la propagación del Covid-19, se redujeron de manera importante los ingresos, aun cuando algunos conceptos de egreso también respondieron a la baja ante dicha situación, su proporción fue menor. De tal manera, los resultados presupuestales asociados a la actividad sustantiva de la empresa se reflejaron en un balance primario negativo, y por ende aún con el efecto positivo de las operaciones financieras que redujeron el costo del financiamiento, el balance financiero se ubicó en niveles inferiores a los planeados en el programa.

Los conceptos de egreso que decrecieron a una tasa mayor correspondieron a conceptos asociados a transferencias, tales como el pago de mercancía para reventa y de impuestos.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2020

Miles de millones de pesos constantes 2020	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados ¹	4.6	6.0	30.6
Gasto de servicios personales	93.7	89.6	-4.4

1. Incluye: comisiones y movilizaciones, viáticos, energía eléctrica, agua, consultorías, asesorías, servicios médicos, boletos de avión, arrendamientos, papelería, impresión, fotocopiado, mensajería, paquetería, programas de capacitación, becas, comunicaciones, alimentación, seguros, regalías, membresías y suscripciones.

El Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2020 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, plantea estrategias específicas para alcanzar ahorros en rubros seleccionados. A pesar de no incluir una meta específica como parte del Programa de Austeridad, se considera un cumplimiento a este, al reportar un ahorro, en términos reales, de 2.8% respecto al monto presupuestado originalmente para 2020. Para la consecución de este objetivo, destaca el ahorro de 4.4% (equivalente a 4,171 MM\$) en el egreso por servicios personales. Como ejemplos se encuentran los siguientes conceptos: comunicaciones (98.8%), comisiones y viáticos (54.8%), comunicación social (42.2%) y energía eléctrica (32.8%). Aun considerando los resultados favorables, existieron rubros en los que no se obtuvieron ahorros, destacando boletos de avión (11.4%) y servicios médicos (63.9%), entre otros.

En comparación a 2019, los ahorros en términos reales representaron un monto de 2,513.0 MM\$ en servicios personales y de 448.4 MM\$ para el resto de los rubros analizados, tales como: comunicaciones con 1.6 MM\$, y energía eléctrica con 422.6 MM\$, equivalentes a reducciones de, 94.5% y 61.3%, respectivamente.

Resultados financieros y presupuestales

Balance financiero y saldo de la deuda documentada⁴

En el PEF se autorizó a PEMEX un total de 523.4 MMM\$ para su ejercicio, de los cuales 190.8 MMM\$ correspondían a presupuesto de operación y 332.6 MMM\$ a presupuesto de inversión. La distribución original de dichos recursos por Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) fue de 328.5 MMM\$ (62.8% respecto al total asignado a PEMEX en el PEF), que se destinaron a Pemex Exploración y Producción (PEP), 119.5 MMM\$ (22.8%) a PTRI, 51.0 MMM\$ (9.7%) al Corporativo, 22.9 MMM\$ (4.4%) a Pemex Logística (PLOG) y 1.6 MMM\$ (0.3%) a Pemex Fertilizantes (PFER).

Del monto asignado a PEP, 269.9 MMM\$ (82.2%) se dirigió a presupuesto de inversión, concentrándose principalmente los recursos a los programas de Desarrollo (81.0 MMM\$), Exploración (50.4 MMM\$), Explotación (53.9 MMM\$) y Mantenimiento (30.9 MMM\$); totalizando 216.2 MMM\$, los cuales representan el 41.3% del presupuesto total asignado a PEMEX.

En lo que respecta al presupuesto dispuesto para PTRI, 58.2 MMM\$ (48.7% de los recursos aprobados) se orientaron al presupuesto de inversión y 61.3 MMM\$ (51.3%) al presupuesto de operación. Del presupuesto de inversión se asignaron 41.3 MMM\$ (71.0% del monto por este concepto) al proyecto de la refinería Dos Bocas, Tabasco y 15.4 MMM\$ al programa de mantenimiento. En lo correspondiente al presupuesto de operación, destaca que 9.4 MMM\$ fueron asignados para tareas de mantenimiento.

⁴ Los resultados para los conceptos de deuda corresponden a información financiera preliminar en proceso de dictaminación.

Al cierre de 2020, se aplicaron 100.5 MMM\$ menos con relación a lo programado en el PEF, como resultado de un subejercicio de 89.3 MMM\$ por concepto de inversión en PEP, principalmente en los programas de Desarrollo, Exploración, Explotación, Mantenimiento y Modernización, y de un subejercicio por 11.3 MMM\$ en inversión en PTRI, ubicándose este primordialmente en recursos originalmente previstos para la refinería Dos Bocas (6.3 MMM\$) y para el programa de mantenimiento (4.0 MMM\$). En contraparte, PFER cerró con un ejercicio 3.2 MMM\$ mayor a lo programado en aportaciones de capital, compensado parcialmente por un gasto menor en 0.9 MMM\$ para actividades de mantenimiento.

A lo largo del año se aplicaron 15 adecuaciones presupuestales, variando el techo presupuestal en cuatro ocasiones, para pasar de 523.4 MMM\$ a 422.9 MMM\$; con reducciones de 332.6 a 234.0 MMM\$ (equivalente al 29.6%) en inversión y de 190.8 a 189.0 MMM\$ (0.9%) en operación.

La mayor parte de los movimientos compensados efectuados durante el año se debieron a: i) traspasos líquidos entre las EPS, incluyendo presupuesto de aportaciones al Fondo Laboral PEMEX (FOLAPE); ii) movimientos compensados al interior de las empresas; y iii) movimientos de presupuesto entre programas y proyectos de inversión.

La primera adecuación con efectos en techo presupuestal consideró una reducción neta de 21.0 MMM\$ (incremento de 6.6 MMM\$ en operación y reducción de 27.6 MMM\$ en inversión), así como un incremento en el costo financiero neto por 16.5 MMM\$, sin modificar la meta de balance financiero autorizada en el PEF. En el estimado de cierre se reflejó una mejora de 13.3 MMM\$ respecto a la meta de balance financiero de -62.6 MMM\$ establecida originalmente; sin embargo, para el cierre del año se observó un deterioro adicional de 61.6 MMM\$ respecto al resultado inicialmente pronosticado, para ubicarse en -110.9 MMM\$.

Reconociendo que durante 2020 se enfrentarían condiciones menos favorables que las anteriormente previstas, la meta de balance financiero establecida en el PEF y POFAT para 2020, se mantuvo en -62.6 MMM\$ valor que es menor en 23.6 MMM\$ a la planteada previamente en el Plan de Negocios. Sin embargo, las condiciones adversas a nivel internacional, que afectaron a la industria energética, contribuyeron a incrementar el resultado desfavorable en 48.3 MMM\$ (77.1%) respecto a la meta autorizada para este año, hasta presentar un déficit financiero de 110.9 MMM\$ al cierre del ejercicio.

El resultado negativo se provocó, principalmente, por los resultados obtenidos en la operación de la empresa, ya que el balance primario se ubicó en un déficit de 13.9 MMM\$, cuando la meta consideraba un superávit por 51.1 MMM\$. Durante el año, las operaciones financieras contribuyeron a mejorar el valor registrado, ya que el costo financiero neto se redujo en 16.7 MMM\$, equivalente al 14.7%, con respecto al presupuesto. Aun cuando el pago de intereses superó lo originalmente programado en 10.0 MMM\$ (7.7%), las operaciones financieras realizadas durante el año permitieron alcanzar ingresos adicionales por este concepto del orden de 26.7 MMM\$, aumentando su valor 2.6 veces respecto a lo originalmente previsto.

Las medidas aplicadas para prevenir la propagación del Covid-19, así como su impacto, propiciaron una reducción por 587.9 MMM\$ (31.4%) en los ingresos totales, destacando que el 13.2% de dicha disminución se reportó en los mercados de exportación. Se observó que los egresos cayeron en monto y proporción inferior a los ingresos, 522.9 MMM\$, equivalentes a 28.7% con respecto a lo presupuestado. Sobresalen entre los conceptos que mostraron mayores reducciones en el monto ejercido con relación a lo programado en el PEF, los impuestos y el gasto en la mercancía para reventa. Con relación a las contribuciones fiscales, se pagaron 272.4 MMM\$ (31.3%) menos en comparación con lo previsto, debido, de manera conjunta, a una menor base impositiva y a los apoyos del gobierno federal para reducir la tasa aplicable. Por su parte, en lo referente al gasto de mercancía para reventa, se presentó una disminución de 148.6 MMM\$ (34.9%), como resultado combinado de una menor necesidad de adquirir producto dada la caída en la demanda interna y de precios internacionales inferiores.

La diferencia entre el superávit financiero de 27.2 MMM\$ en 2019 y el déficit por 110.9 MMM\$ de 2020 es atribuible principalmente a los efectos del entorno con una menor actividad económica y un encarecimiento de la actividad productiva. La reducción en los ingresos alcanzó un nivel de 616.4 MMM\$

(32.4%); mientras que, compensando parcialmente esta situación, se registró una reducción en los egresos por 459.4 MMM\$ (26.2%), al comparar ambos ejercicios. En esta última comparación destaca una mayor participación de las ventas de exportación en la disminución de los ingresos (19.9%), ya que desde la programación inicial se habían previsto condiciones menos favorables para 2020 que las observadas en el año previo. Al igual que con relación al PEF, en la comparación interanual destacaron las reducciones en el gasto por mercancía para reventa y en los impuestos, con montos de 223.4 MMM\$ y 276.8 MMM\$, respectivamente. El gasto de operación se incrementó en 6.4 MMM\$ (3.5%). Los resultados muestran que se mantuvo la prioridad en el abasto del mercado mediante bienes de elaboración propia.

El gasto de inversión presentó una disminución, ejerciéndose 98.6 MMM\$ (29.7%) menos con respecto al monto autorizado en el PEF, como una respuesta apropiada a las condiciones corrientes de menores ingresos, manteniendo la inversión en los proyectos con mayor rentabilidad a largo plazo, llevando lo anterior a incrementar en 32.5 MMM\$ (16.1%) el gasto por este concepto con relación al realizado en 2019.

El superávit financiero mostrado en 2019 se explica principalmente por el registro de 145.8 MMM\$ en otros ingresos, los cuales provienen en gran medida por una aportación extraordinaria del Estado para el pago de deuda. En 2020, las operaciones financieras permitieron mitigar parte de los resultados desfavorables.

Una de las operaciones financieras más importantes realizadas durante 2020 fue la monetización de activos financieros propiedad de PEMEX, a través de la cual se recibieron recursos líquidos en noviembre de 2020, sin perder el derecho sobre los instrumentos utilizados y sus rendimientos. Los activos se recuperarán, previo a su fecha de vencimiento, en tanto se cubran las obligaciones contraídas con la institución con quien se estableció la operación con derivados. Este procedimiento permitió obtener liquidez corriente sobre productos financieros futuros que permitirán hacer frente a los vencimientos de deuda.

Desde el primer trimestre de 2020 se observó un incremento en el saldo de la deuda ante la variación en el tipo de cambio, manteniéndose el monto de los compromisos de pago por financiamiento a lo largo de los tres primeros periodos trimestrales, ligeramente por encima de los 2,460 MMM\$. Como resultado principal de la estrategia de monetización de activos financieros, al cierre de 2020 el saldo de la deuda se redujo para ubicarse en 2,258.7 MMM\$, monto que es 199.7 MMM\$ (9.7%) superior a la meta establecida en el Plan de Negocios, y se encuentra 275.5 MMM\$ (13.9%) por encima de su valor al cierre de 2019.

Es importante señalar que parte del incremento en la deuda está asociado a fluctuaciones cambiarias y que impactan el registro contable, sin realmente representar una carga mayor, en la medida en que sean pagadas por medio de ingresos generados en divisas internacionales, lo que eliminaría el efecto cambiario. En este sentido, respecto a la deuda externa, se observa un crecimiento entre 2019 y 2020, de 7.6% (equivalente a 6,845.7 MMUS\$). Por su parte, la deuda interna se incrementó en 11.8% (30.4 MMM\$). La tasa de crecimiento de estos dos componentes proporciona una visión más realista de los compromisos que la empresa asumió, y muestra que fue inferior al valor establecido en los registros contables.

Al cierre de 2020, se mantiene el riesgo de liquidez, ya que se cuenta con vencimientos para 2021 equivalentes al 17.3% del total de los compromisos de pago por financiamiento. Poco más de la mitad del incremento total en deuda durante 2020 se presentó en obligaciones de corto plazo, propiciando que estas crecieran en 146.2 MMM\$.

Ahorro en gasto corriente en rubros indicados

En 2020 se logró un ahorro del 40.7% respecto al nivel de gasto corriente para rubros seleccionados ejercido en 2018, al pasar de 133.9 MM\$ a 79.4 MM\$⁵, logrando así superar el 4% establecido como meta en el Plan de

⁵ Ambos valores expresados a pesos constantes de 2018, conforme a la metodología de cálculo establecida para el indicador del Plan de Negocios.

Negocios. Los conceptos donde destaca la reducción en el monto ejercido son mensajería y paquetería, con una mejora de 50.7%, al igual que papelería, impresión y fotocopiado con 40.0%.

En 2020, todas las EPS disminuyeron su gasto corriente en los conceptos mencionados; PLOG en 91.1%, PEP en 89.8%, PTRI en 64.9% y Corporativo en 28.4%, con respecto a lo registrado en 2018.

Ahorro en viáticos

El concepto de viáticos, también asociado al Programa Anual de Austeridad en el Gasto 2020, mostró una reducción de 26.6% al pasar de 332.3 MM\$ en 2019 a 244.0 MM\$, en ambos casos expresados a pesos constantes de 2018, conforme a la metodología establecida para el análisis de este indicador.

PLOG fue la única EPS que incrementó el gasto por este concepto, pasando de 5.4 MM\$ a 62.7 MM\$. En consecuencia, le correspondieron el 25.7% de los recursos ejercidos en este rubro, ubicándose así solo por debajo de PEP, donde se gastó el 31.8% del total aplicado y superando a PTRI y al Corporativo, áreas donde se recurrió, respectivamente, al 25.3% y 17.1% del egreso en este concepto.

Los ahorros alcanzados son resultado de priorizar los recursos tecnológicos disponibles para reducir los viajes no sustantivos, así como la aplicación de políticas restrictivas en acompañantes, pernoctas y cuotas máximas autorizadas en comisiones.

Gasto en servicios personales

A pesar de que para el 2020 se consideró un presupuesto para servicios personales ligeramente superior al ejercido de 2019, los montos erogados en 2020 resultaron 4.4% menores a la meta establecida.

Ahorro en gasto de operación

El gasto de operación registró un incremento de 4.6% respecto al ejercicio anterior, los rubros que se incrementaron son el FOLAPE, con un incremento en 8,533.0 MM\$, lo que representa 15.7% y el de servicios personales con 2,034 MM\$ (2.3% de aumento). En contraparte, se registraron disminuciones en los rubros de jubilados con 272 MM\$ (reducción del 55.4%) y servicios generales con 2,681 MM\$ (menor en 7.8%).

Desempeño operativo y comercial

Producción de crudo

La producción de hidrocarburos líquidos en 2020 fue de 1,686.3 Mbd, lo cual representó un incremento de 0.15% con relación al valor alcanzado en 2019, cuya producción promedio fue de 1,683.8 Mbd. Así, el nivel observado en 2020 se ubicó 9.6% (179.7 Mbd) por debajo de la meta de 1,866 Mbd establecida en el Plan de Negocios. Cabe señalar que para la elaboración del POFAT 2020 se mantuvo el objetivo de producción en el mismo valor planteado en el Plan de Negocios.

No se alcanzó la meta debido principalmente a los siguientes eventos: i) reducción en 100 Mbd a la producción durante mayo y junio por la adhesión de México a la estrategia de la OPEP+ para mitigar la caída de los precios del crudo; ii) fallas en equipo de bombeo electrocentrífugo; y iii) altos inventarios ocasionados por el cierre de puertos por tormentas tropicales, por la suspensión de actividades del Buque de Producción, Almacenamiento y Descarga Flotante (FPSO por sus siglas en inglés) Yuum K'ak Naab, debido a la colisión con un buque tanque, así como por la operación parcial de dicho FPSO por la contingencia sanitaria en sus instalaciones, como resultado del Covid-19.

Exportación de crudo

En 2020, el volumen total de exportaciones de crudo por parte de PEMEX se incrementó 1.5% respecto a 2019, equivalente a 16.6 Mbd, como resultado de un incremento en la producción de hidrocarburos de 0.2% por parte de PEP, así como por una reducción en el proceso de crudo en las refinerías de 0.2% por parte de PTRI. El incremento en la producción de PEP se debió principalmente a los esfuerzos para incorporar producción de pozos en campos nuevos, así como a los trabajos para evitar la caída en los niveles de producción. Por su parte, la reducción del proceso de crudo por parte de PTRI, se explica por un menor procesamiento de crudo. Con relación al POFAT, el volumen de las exportaciones de crudo fue superior en 2.9% (32 Mbd).

Se destaca que el valor monetario de las exportaciones se redujo respecto a 2019 en 34.3%, lo que representa una disminución en el ingreso por ventas al exterior de 7,677 MMUS\$, ocasionado por la fuerte caída en los precios de la MME.

El precio del crudo Maya (del tipo pesado) presentó un valor promedio durante 2020 de 36.14 US\$/b, siendo 35.2% menor al precio de 55.75 US\$/b registrado en 2019, constituyendo la variación con mayor repercusión en los ingresos por exportación debido a que este tipo de crudo representó en 2020, el 88% del volumen vendido al exterior. El precio del crudo Istmo (ligero) se ubicó en 37.37 US\$/b, lo que significó un diferencial promedio entre los crudos Istmo y Maya de 1.23 US\$/b, el cual se compara desfavorablemente con el diferencial de 1.37 US\$/b observado durante 2019. Esto fue resultado, principalmente, de una sobre oferta de crudo ligero en el mercado internacional y un déficit de crudo pesado ocasionado por la menor producción de este por parte de Irán y Venezuela.

Incorporación de reservas 3P por descubrimientos

Al 1º de enero de 2021, la incorporación preliminar⁶ de reservas 3P por descubrimientos fue de 896.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), volumen inferior en 403.7 MMbpce, equivalente a un -31.1%, respecto a la meta programada en el Plan de Negocios (al menos 1,300 MMbpce). Por su parte, dicho volumen incorporado por descubrimientos superó en 228.1 MMbpce (mayor en 34.1%) el valor observado en 2019 de 668.2 MMbpce⁷.

- Las reservas incorporadas durante el presente año corresponden a el avance en la incorporación de reservas 3P por descubrimientos, principalmente en la porción marina de las Cuencas del Sureste, donde se reportaron nuevos descubrimientos atribuibles a los pozos Camatl-1, Xolotl-1 y Paki-1, de los que se estima incorporar una reserva 3P de 36 MMbpce. De manera adicional, el campo Pokche contribuyó con un volumen de 47 MMbpce
- En zonas terrestres, se registraron descubrimientos con la perforación de los pozos Terra-101 y Cibix-1, gracias a los cuales se considera incorporar 52.1 MMbpce a nivel 3P. Asimismo, se tuvo una incorporación en los campos Quesqui e Ixachi del orden de 761.2 MMbpce.

La tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria en 2020, fue de 105.2%, valor 27.2% superior a la tasa reportada para el año previo de 78%.

En 2020 se desarrollaron actividades exploratorias con el objetivo de incrementar el volumen de las reservas, manteniendo para ello los criterios de sustentabilidad y costos competitivos. Estas actividades se enfocaron a la búsqueda de hidrocarburos en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en la

⁶ Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2021 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

⁷ Conforme al dato de PEMEX, el cual considera campos en proceso de registro por la CNH.

Cuenca de Tampico-Misantla. En exploración, se concluyeron 17 pozos, de los cuales, seis fueron terrestres y 11 marinos, resultando cinco productores de aceite y gas, uno productor de gas y condensados, tres productores no comerciales y ocho pozos improductivos. La desviación observada en las actividades de perforación y terminación se explica principalmente por el diferimiento de pozos como consecuencia del recorte presupuestal respecto a lo programado originalmente para 2020 en el rubro de exploración.

Proceso de crudo

El proceso de crudo promedió en 2020 un valor de 591 Mbd, menor en 197 Mbd (25.0%) a lo establecido en el POFAT 2020 y 189 Mbd (24.3%) respecto al límite inferior establecido en el Plan de Negocios. Sin embargo, el resultado observado se mantuvo en un valor muy cercano al registrado el año previo, presentando una disminución de 0.2%, equivalente a 1.4 Mbd. Estos resultados se explican por la reducción en la utilización en la capacidad de destilación equivalente (UEDC) en el SNR, al reportar un valor de 33.2%, menor en 1.9 puntos en comparación al 35.2% registrado en 2019. Este resultado se debe a diversos motivos tales como los paros de planta requeridos para dar continuidad al programa de rehabilitación del SNR, del cual, al cierre de 2020, se completaron 28 reparaciones mayores y 55 reparaciones menores en plantas de proceso, así como 13 reparaciones mayores y 36 menores en servicios principales, además de 12 reparaciones mayores y 25 menores en tanques.

Las refinerías que presentaron la menor UEDC durante el año fueron Minatitlán (25.0%), Tula (25.4%) y Madero (32.1%), con un proceso de crudo asociado de 78 Mbd, 98 Mbd y 90 Mbd, respectivamente. Por su parte, las refinerías de Cadereyta, Salamanca y Salina Cruz presentaron un proceso de crudo más estable durante el año, registrando valores de 103 Mbd, 97 Mbd y 125 Mbd, respectivamente. De igual manera fueron las que presentaron la mayor UEDC, registrando Cadereyta un valor de 41.5%, Salamanca 40.0% y Salina Cruz de 39.7%, como resultado de los esfuerzos de disciplina operativa y del programa de rehabilitaciones.

Producción de petrolíferos

La producción de petrolíferos observada en el SNR al cierre de 2020 fue de 596.4 Mbd, presentando un valor 29.2 Mbd (4.7%) inferior a lo registrado el año anterior y menor en 229.6 Mbd (27.8%) respecto a la meta establecida en el POFAT 2020.

En promedio, se elaboraron 185 Mbd de gasolinas, 114 Mbd de diésel y 17 Mbd de turbosina⁸, lo que representa reducciones, respectivamente, del 9%, 13% y 40%, en comparación con la producción del año anterior. Aun cuando el proceso de crudo se mantuvo prácticamente sin variación al comparar con respecto a 2019, la reducción en la producción de petrolíferos fue influida por la disminución de 6.2% en el rendimiento de destilados, registrando en 2020 un valor de 52.8%, que es inferior al resultado de 58.9% del año previo. El menor retorno en la operación es resultado de una producción menos eficiente en las refinerías, como consecuencia de fallas en servicios auxiliares o de la salida de operación de plantas, incluyendo algunas cuya actividad resulta crítica para la elaboración de productos de alto valor.

La utilización de la capacidad de refinación del SNR durante 2020 fue de 36.6% tomando como base la capacidad instalada de refinación de 1,615 Mbd y el proceso de crudo del año de 591 Mbd.

Importación de gasolina y diésel

Durante 2020 la importación de gasolinas se ubicó 51.5 Mbd (11.7%) por debajo del valor establecido en el POFAT. El menor volumen importado se asocia principalmente a la reducción en la demanda doméstica, resultado de la disminución en la actividad económica por las medidas tomadas y consecuencias

⁸ Los restantes 280 Mbd corresponden a otros petrolíferos entre los que destacan combustóleo, gas LP y asfaltos.

observadas por la pandemia del Covid-19. En comparación con 2019, el volumen importado se redujo en 140.6 Mbd (26.6%), derivado de una caída en las ventas domésticas de 149 Mbd (20.7%). En este sentido, la reducción en el volumen requerido en el mercado doméstico permitió incrementar la participación de la producción del SNR respecto a las ventas internas de 28.2% a 32.4%, a pesar de la menor disponibilidad de producto nacional por 18 Mbd durante 2020. En el segundo trimestre de 2020, la producción de la empresa alcanzó su valor más alto durante el año, periodo que coincidió con el de menor demanda, permitiendo abastecer el 43.8% del producto comercializado mediante elaboración propia, factor determinante en la disminución de las importaciones.

Por su parte, en el caso del diésel se importaron 28.3 Mbd (32.9%) por encima de la meta representada en el POFAT. Durante 2020 la empresa fue capaz de abastecer con producción propia el 52.2% de su oferta total al mercado, aumentando en 7.8% respecto al resultado del año previo. En el segundo trimestre de 2020, la producción propia fue 24.4% superior al promedio del año, mientras que el volumen requerido por el mercado alcanzó su valor más bajo en 2020, con lo que PEMEX pudo abastecer 71.0% del diésel que le fue demandado mediante producción del SNR. Respecto a 2019, el volumen importado disminuyó en 64.0 Mbd, a pesar de la reducción de 16.7 Mbd en la producción doméstica, ya que el entorno de menor actividad económica redujo el volumen requerido y por tanto las ventas en 75.7 Mbd. Como resultado de la caída en la demanda mundial por combustibles, dados los efectos del Covid-19, el diésel importado redujo su valor de compra respecto al periodo previo, considerando que el monto ejercido por este concepto cayó 55.3% (2,940.3 MMUS\$), mientras que el volumen adquirido bajó en 35.9%.

Producción de gas natural

En 2020, PEMEX registró una producción de gas natural sin socios de 4,762 MMpcd, 243 MMpcd superior que la meta del POFAT (5.4%) y 55 MMpcd menos que en 2019 (-1.1%); del total extraído, un volumen de 3,639 MMpcd correspondió a gas hidrocarburo y bióxido de carbono, y los restantes 1,122 MMpcd correspondieron a extracción de nitrógeno. El menor nivel de producción se derivó por la disminución en el gas obtenido en la región sur de PEP, principalmente en los campos marinos de gas asociado, tales como Caan, Homol, Kax, May, Tsimín y Xux, al igual que por reducciones en el volumen obtenido de gas asociado en los campos Poza Rica-Altamira y de gas no asociado en Reynosa, los cuales se encuentran en etapa de declinación.

Contenido de nitrógeno en extracción

En 2020, la producción de gas natural observó un volumen de nitrógeno de 1,122 MMpcd, mostrando una reducción de 4% con relación a la meta establecida en 1,168 MMpcd; sin embargo, en comparación con el resultado de 2019, la proporción de nitrógeno aumentó en 0.1%.

Cadena de gas

Durante 2020, se observó el siguiente comportamiento para los principales productos que se procesan en los CPGs:

- Se obtuvo una producción de 2,236.8 MMpcd de gas seco, lo que representa una disminución de 66.9 MMpcd (2.9%) con relación al resultado de 2019 y un aumento de 143.4 MMpcd (6.9%) con respecto a la meta del POFAT. El decremento con relación a 2019 se debió a diversos factores, como los mantenimientos realizados en las plantas, así como a una menor producción de gas en los CPGs Cactus y La Venta, causada por mayor contenido de licuables en el gas húmedo amargo.
- Para el caso de la producción de líquidos del gas natural, se registró una disminución de 15.5 Mbd en comparación con el resultado de 2019, lo cual se reflejó, principalmente, en una menor producción de gas LP y de etano. En el caso del gas LP, la producción de los CPGs se redujo en 5.3% (5.3 Mbd) y en 16.0% (18.1 Mbd) respecto al año anterior y al programa, respectivamente; mientras que, en lo correspondiente

al etano, la producción disminuyó 7.8% (6.0 Mbd) con relación a 2019 y 4.4% (3.2 Mbd) en comparación al POFAT.

Por su parte, de acuerdo con las cifras preliminares de importación nacional, se estima que en 2020, del total de la demanda nacional de gas seco, la participación de PEMEX descendió 2%, al pasar de 44% en 2019 a 42% en 2020; en el gas LP se muestra un incremento de 3%, al pasar de 56% a 59%.

Producción de amoniaco

En 2020, la producción de amoniaco registró 136.4 Mt, lo que compara favorablemente con la nula producción observada durante 2019. No obstante, representa un resultado 82.8% debajo de la meta establecida para el cierre. Estos resultados son derivados de que la planta VI de amoniaco del CPQ Cosoleacaque se mantuvo sin actividad prácticamente todo el tercer trimestre de 2020, por mantenimientos derivados, tanto por la contaminación en el catalizador debido al uso, como materia prima, de gas con alto contenido de azufre; así como por diversas fallas en equipo estático. Las operaciones se retomaron en el cuarto trimestre tras cumplir con el mantenimiento requerido.

Por su parte, el proyecto de rehabilitación de la planta IV de amoniaco, así como los mantenimientos de las plantas V y VII de amoniaco, se mantuvieron suspendidos durante 2020 por falta de recursos financieros.

Durante 2020, no se recibió transferencia de gas de PTRI a PFER para su uso como materia prima, sin embargo, se mantuvo la operación implementada en diciembre de 2019 para la obtención del insumo requerido a través del contrato de compra-venta de gas natural con CFenergía, S.A. de C.V.; no obstante, dada la baja producción del CPQ Cosoleacaque, con el fin de atender la demanda nacional fue necesario importar amoniaco por un volumen de 156 Mt, lo que representó una disminución de 73% (421 Mt) en comparación con 2019.

Índice de paros no programados (IPNP) por causas propias

El IPNP en los CPGs en 2020 fue de 13.6%, resultado superior en 9% a la meta establecida en el Plan de Negocios y en 6.3% al valor observado en 2019, debido principalmente a las fallas presentadas en las plantas de azufre en los CPGs Arenque, Poza Rica, Nuevo PEMEX y Cactus.

En el caso de los CPQs, el IPNP alcanzó un valor de 10.9%, superando la meta en 8.9% derivado, entre otros a fallas en plantas de los CPQs Morelos y Cangrejera.

En el SNR se presentó un valor para el IPNP de 12.4%, quedando por encima de la meta en 2.8% y del registro del año anterior en 7.2%. Este resultado desfavorable fue causado principalmente por fallas en intercambiadores de calor y equipos de bombeo de las refinerías de Madero, Minatitlán y Tula; así como por el retraso en las reparaciones mayores.

En general, los resultados para el IPNP se ubicaron por encima de las metas establecidas para este año. Los valores observados en 2020 fueron 22.1% en el CPQ Cosoleacaque, 9.2% en almacenamiento y despacho, 3.6% en logística primaria, y 2.9% en transporte. Se cumplió con la meta en Exploración y Producción, al ubicarse 0.7% por debajo de esta; sin embargo, el valor registrado en 2020 de 1.3% presentó un incremento de 0.2% respecto al resultado de 2019.

Cumplimiento al Programa de reparaciones mayores

Al cierre de 2020, el cumplimiento al programa de reparaciones en los CPGs fue de 18.4%, 66.6% inferior a la meta establecida en el Plan de Negocios, derivado de la falta de asignación presupuestal para las reparaciones en esta línea de negocio.

Se alcanzó un cumplimiento al programa de reparaciones mayores en el SNR de 50.5%, tras atender 53 reparaciones de las 105 programadas, resultado 34.5% inferior a la meta definida en el Plan de Negocios.

En almacenamiento y despacho, logística primaria y transporte, se observaron cumplimientos al programa de reparaciones mayores de 39.1%, 42.1% y 39.1%, respectivamente, con relación a la meta establecida en el Plan de Negocios.

Índice de atención a los riesgos críticos A1

Durante 2020 se alcanzó un 33.6% de índice de atención a los riesgos críticos A1⁹. A pesar de este resultado, se observa un avance en términos de atención, ya que en 2020 se dio solución a 81 de los 241 riesgos críticos A1 identificados, mientras que en 2019 se atendieron 74 respecto al conjunto de 233 que requerían solución; derivado de lo anterior el resultado del índice aumentó en 1.9% al comparar los dos años más recientes.

Sustentabilidad y responsabilidad

Índice de frecuencia de accidentes

El índice de frecuencia de accidentes presentó en 2020 un valor de 0.24 accidentes por cada millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo, superando en 4.3% a la meta establecida, cuyo valor fue de 0.23. A pesar de mantener en 2020 el mismo número de accidentes respecto a 2019 (86), hay un ligero aumento en la incidencia de estos, ya que el número de horas hombre con exposición al riesgo disminuyó en 3%. Comparado con 2019, el índice de frecuencia de accidentes en PEP aumentó a poco más del doble, ya que para su cálculo se consideraron los accidentes y operaciones que corresponden al área de perforación, anteriormente EPS independiente. En PTRI, PLOG y Corporativo se presentaron incrementos en el índice de frecuencia de accidentes de 30.7%, 16.0% y 8.3%, respectivamente. Por el contrario, PFER cerró el año con una disminución de 87.2% en el índice. Durante 2020, lamentablemente se registraron seis fatalidades, dos correspondieron a PTRI y cuatro ocurrieron en PLOG.

Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías

En 2020, el volumen de agua de reúso en el proceso de crudo de las refinerías cerró en 31.1 MMm³, cifra que supera en 1.8% a la meta establecida en el Plan de Negocios (30.5 MMm³) y en 1% el resultado de 2019. Las refinerías de Cadereyta y Madero son las que más agua de reúso aprovecharon en el proceso de crudo. Mientras que las plantas de tratamiento de agua residual de las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz continúan fuera de operación.

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la extracción y producción de crudo y gas

Al cierre de 2020, el índice de emisiones de GEI en la extracción y producción de crudo y gas fue 31.60 tCO₂e/Mbpce, valor que se encuentra 35.4% por encima de la meta establecida en el Plan de Negocios y 15.2% del resultado observado el año anterior. Las causas de este comportamiento fueron, principalmente, el aumento en el volumen de gas enviado a quemadores en las regiones Marina Noreste, Sur y Norte, por la

⁹ De acuerdo con el Informe Anual 2020 de la Subdirección de Desarrollo de Proyectos y Nuevos Modelos de Negocio, el riesgo crítico A1 se refiere a una condición de riesgo que pudiera originar una inminente pérdida de contención, de consecuencias graves a catastróficas, y que puede impactar al personal, a la población, al medio ambiente y a la producción.

explotación de nuevos yacimientos, aun cuando se observó una disminución de 0.03% en la producción de petróleo crudo equivalente.

Índice de emisiones de GEI en el proceso de crudo en las refinerías

El índice de emisiones de GEI en el proceso de crudo en las refinerías fue 63.68 tCO₂e/Mb valor que resultó mayor en 36.0% a la meta establecida en el Plan de Negocios y en 15.1% a su registro para 2019. Las variaciones negativas en este indicador se debieron a que, a pesar de la disminución de 0.2% en el proceso de crudo durante 2020 con relación al año previo, se incrementaron los desfuegos por necesidad de mantenimiento de equipos productivos.

Índice de Emisiones de GEI en el proceso de gas en los CPGs

En 2020, el índice de emisiones de GEI en el proceso de gas en los CPGs fue de 6.32 tCO₂e/MMpc, resultado que superó en 15.1% la meta y representó un aumento de 11.3% con respecto al valor del año previo. A pesar de la disminución en el proceso de gas en 1.9%, respecto de 2019, las emisiones de GEI crecieron en 9.1%, considerando las reducciones en la actividad de 31.3% en el CPG Poza Rica, 12.5% en Matapionche y 8.1% en Cactus, situación que afectó el resultado del indicador, así como la falta de aprovechamiento de gas de regeneración y de gas dulce por fallas en sistemas de compresión.

Implementación de iniciativas

Los recursos autorizados en el presupuesto de inversión del PEF 2020 fueron 65% superiores al monto ejercido por este concepto en 2019, lo cual representó una asignación adicional de 131.1 MMM\$, de los cuales 86.1 MMM\$ se destinaron para PEP y 44.5 MMM\$ para PTRI. El resultado de cierre 2020 presentó un subejercicio de 98.6 MMM\$, que corresponde al 30% del presupuesto de inversión asignado y al 75% del incremento programado respecto al ejecutado en 2019.

Por su parte, los recursos asignados para PEP en el PEF 2020 fueron superiores en 56.4 MMM\$ a lo establecido en el PEF 2019, mientras que los correspondientes a PTRI fueron 0.4 MMM\$ mayores.

El menor egreso de inversión respecto al programa, observado al cierre de 2020, se debió a los subejercicios de 38% en el Corporativo, 33% en PEP, 6% en PLOG y 19% en PTRI. La única EPS que resultó con un sobre ejercicio fue PFER con 212%, el cual se dio en aportación de capital.

El Congreso de la Unión aprobó para el ejercicio 2020 un balance financiero de -626 MMM\$ en flujo de efectivo. Este resultado consideró ingresos totales por 1,871.3 MMM\$, egresos por 1,820.2 MMM\$ y un costo financiero neto de 113.7 MMM\$. Al cierre de 2020, el resultado observado para el balance financiero se ubicó en -110.9 MMM\$.

Exploración y Producción

Para 2020 se programó la formalización de diez contratos a un esquema CSIEE (Comitas, Arcos, Velero, Cauchy-Kabuki-Aris-Cehualaca-Cervelo-Chancarro-Macuile-Arquimia-Rabe, Lakach, Bacal-Nelash-Tiumut, Lacamango, Cuitláhuac, Cuervito y Los Soldados). Sin embargo, PEP no logró formalizar asignaciones a contratos CSIEE, debido a cambios en la jerarquización de las asignaciones, la actualización de la cartera 2020 y cambios en la rentabilidad de los proyectos así como en los casos de negocio. Asimismo, se ajustaron los bloques considerados como prioritarios con el fin de lanzar estratégicamente el primer paquete a licitación con opciones de diferentes regiones y tipos de yacimientos. Los bloques considerados como prioritarios son: Ayín, Girdaldas-Sunuapà, Los Soldados, Comitas y Cuitláhuac.

En 2020, el desarrollo de los nuevos campos¹⁰ mostró una tendencia positiva tanto en la producción de aceite como de gas de los nuevos campos, al registrar volúmenes promedio de 78.7 Mbd y 199.4 MMpcd, respectivamente.

Al cierre de 2020, la producción de aceite de los nuevos campos registró un incremento de 72.3 Mbd, lo que representó un crecimiento de más de 12 veces respecto al valor obtenido en estos durante 2019 (6.4 Mbd). Durante el último año, se tuvo una operación efectiva en 14 campos, destacando la aportación de Mulach, Quesqui, Ixachi, Tlacame y Chejekbal con 19.1 Mbd, 12.2 Mbd, 10.9 Mbd, 7.8 Mbd y 6.0 Mbd, respectivamente; lo que equivale al 71.2% del volumen extraído.

En tanto, la producción de gas en los nuevos campos se incrementó más de cuatro veces sobre el volumen extraído de 42.3 MMpcd en 2019. El 81% del gas obtenido durante el último año se concentró en cuatro campos: Ixachi (87.3 MMpcd), Quesqui (42.3 MMpcd), Chejekbal (16.3 MMpcd) y Cibix (15.7 MMpcd).

La producción incremental de aceite de 2020 estuvo 55.0% por debajo de la meta establecida, mientras que la producción incremental de gas quedó 60.5% por debajo de lo originalmente programado.

En 2019 entraron en producción cinco de los 13 campos programados en el Plan de Negocios, incorporando ocho campos más a la actividad en 2020. De tal manera, de los 20 nuevos campos establecidos para desarrollar y compensar la declinación de crudo y gas, 13 presentaron producción en 2020. Es importante señalar que el resultado anterior considera la incorporación de Quesqui, que fue terminado en 2019¹¹.

Los principales desarrollos en infraestructura asociada a los nuevos campos, que incluyen a aquellos donde se presenta la mayor contribución a la producción de hidrocarburos¹², se integra por 32 pozos en producción, tres pozos en terminación, y 10 en perforación, así como ocho ductos y 12 macroperas en servicio, así como seis estructuras ligeras marinas en operación.

Proyectos industriales: Programa de Rehabilitaciones

El programa de reparaciones del SNR, consideró realizar 105 reparaciones mayores, llevando a efecto 53 de ellas; 28 en plantas de proceso, 13 en servicios principales y 12 en tanques. Lo anterior permitió alcanzar un cumplimiento del 50.5%, el cual es 0.9% inferior al obtenido en 2019.

La desviación presentada en el programa de reparaciones mayores del SNR afectó el nivel de proceso de crudo, principalmente en las refinerías de Minatitlán y Tula, al pasar de 92 a 78 Mbd y de 121 a 98 Mbd, respectivamente, entre 2019 y 2020, así como ubicarse 23 Mbd y 30 Mbd por debajo de lo programado en el POFAT.

Nueva Refinería Dos Bocas

Al 31 de diciembre de 2020, el proyecto de la nueva refinería alcanzó un avance físico-financiero de 19.5%¹³. Actualmente se encuentra pendiente de autorización la etapa de diseño y acreditación de FEL III, la cual estaba originalmente programada para noviembre de 2019 y fue recalendarizada para octubre de 2020, continuando con el proceso de maduración.

¹⁰ Los 20 nuevos campos iniciales son: Mulach, Ixachi, Tlacame, Hok, Cibix, Manik, Valeriana, Chocol, Cahua, Cheek, Octli, Esah, Jaatsul, Teekit, Koban, Xikin, Uchbal, Tetl, Suuk y Pokche; a los cuales se sumaron posteriormente Quesqui y Chejekbal.

¹¹ A pesar de que el campo Quesqui no fue contemplado como parte de la estrategia 3.1, su producción sí es considerada como parte de los resultados de los nuevos campos.

¹² Ixachi, Cibix, Quesqui, Valeriana, Xikin, Tlacame, Mulach, Cheek, Octli, Pokche y Chejekbal.

¹³ Considera obras que cuentan con la participación de PEMEX.

En noviembre de 2020, se formalizaron los contratos para la Fase II del proyecto, en la cual se consideran los relativos a la construcción de la planta Combinada, la planta de Coquización Retardada, las plantas de Hidrodesulfuración de Diésel, Hidrodesulfuradoras de Gasóleos, Hidrodesulfuradora de Naftas y la planta reformadora de Naftas, así como para la planta de Desintegración Catalítica.

La desviación real contra el programa se debió a que en el cierre 2020 quedaron pagos documentados por 2,611.7 MM\$ equivalentes al 15% del presupuesto anual autorizado, mismos que fueron ejercidos en enero de 2021. Dado que de acuerdo con los compromisos establecidos en el Plan de Negocios 2021-2025, las pruebas y el arranque de la refinería debieran realizarse durante 2022, será necesaria una reformulación del Caso de Negocio del proyecto, en particular de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del Valor Presente Neto (VPN), para reajustar tanto el costo tal de inversión como el tiempo de terminación.

Fusión de Pemex Fertilizantes y Pemex Transformación Industrial

De conformidad con lo establecido en el artículo 62 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el CAPEMEX es competente para autorizar, a propuesta de su Director General de PEMEX, la fusión de las EPS, misma que deberá llevarse a cabo conforme a las normas que dicte el propio Consejo.

En la Sesión 963 Ordinaria del CAPEMEX del 2 de diciembre de 2020, mediante acuerdo CA-085/2020, se aprobó la fusión de Pemex Transformación Industrial, como fusionante, con Pemex Fertilizantes, como fusionada, y emitió las normas bajo las cuales se llevaría a cabo dicha fusión.

A través de esta acción se prevé aprovechar las siguientes oportunidades¹⁴:

- PTRI cuenta con proyectos e infraestructura que le permiten lograr mayores eficiencias, lo que representa la oportunidad de beneficiarse de estas en las actividades relacionadas a la línea de fertilizantes; dichas operaciones podrían ser usuarias de los excedentes de la cogeneración de energía eléctrica en PTRI, para con ello aprovechar los beneficios de estos proyectos, y el consecuente ahorro económico en los consumos energéticos.
- Mediante programas de reingeniería de las operaciones resulta posible, cuando sea conveniente económicamente, optimizar la infraestructura operativa y de transporte.
- La integración de las operaciones de ambas empresas permitirá aprovechar la flexibilidad para enfocarse en los productos de mayor valor.
- Se estima que parte de los activos no productivos para la peletización de azufre, podrían ser utilizados, con base en modificaciones menores, para producir complejos comprimidos de fertilizantes con dos o tres nutrientes o micronutrientes, asegurando así una nueva línea de negocio para la empresa, y un mayor beneficio para el campo mexicano.
- Existe la opción de desarrollar sinergias para la comercialización de productos petroquímicos, a través de centros de distribución en instalaciones fuera de operación, como son terminales o terrenos anteriormente pertenecientes a PFER.

Por otra parte, la valuación económica de las proyecciones del Balance General y el Estado de Resultados de la entidad fusionada para un horizonte temporal 2022-2026, muestra los siguientes impactos financieros:

- Un beneficio de 1,711 millones de pesos anuales en el costo de ventas (0.15%) del total.
- Considerando que PTRI generaría un rendimiento neto positivo a partir de 2023, como consecuencia de la entrada en operación de la Nueva Refinería Dos Bocas, obligando esto al pago de impuestos, se estima que por efecto de la fusión disminuirá dicho impacto impositivo, particularmente en flujo de efectivo.

¹⁴ De acuerdo con lo reportado en el Informe Final de la Fusión, autorizado mediante acuerdo CA-002/2021 en la sesión 964 extraordinaria del CAPEMEX

- El retorno en capital invertido (ROIC, por sus siglas en inglés) después de mostrar un valor de -81.11% en 2022, dejaría de ser negativo, para el periodo 2023 a 2026, promediando casi un 8.0% anual.

Reingeniería Corporativa de Empresas Filiales

Durante 2020, PEMEX continuó ejecutando el Plan de Trabajo de Reingeniería Corporativa de Empresas Filiales implementado desde 2016 con el fin de optimizar la participación de PEMEX y sus EPS en las Empresas Filiales y Participadas.

Al cierre de 2019 se contaba con intereses en 60 empresas (49 con carácter de filiales y 11 participadas¹⁵). Como resultado de los trabajos de reingeniería realizados, se cerró 2020 con participación en 54 empresas (43 empresas filiales y 11 participadas).

Dicha reducción obedeció a los siguientes movimientos corporativos y beneficios asociados:

- Fusión de las empresas P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V. y Pemex P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V, se fusionaron con P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., subsistiendo esta última en carácter de fusionante. Las dos empresas fusionadas estaban sin operaciones, permitiendo que, a través de esta operación, se pudiera aprovechar el saldo total del IVA a favor por 96.5 MM\$ una vez concluida la fusión.
- Fusión de Roca Fosfórica Mexicana, S.A de C.V., Minera Rofomex, S.A de C.V., y Roca Fosfórica Mexicana II, S.A de C.V., esta última como empresa fusionante. La fusión permitió reducir el número de empresas para optimizar la estructura corporativa del Grupo. Bajo esta nueva organización se cuenta con la posibilidad de negociar un mejor precio para la roca fosfórica de importación. En esta fusión no se causó el impuesto sobre adquisición de bienes inmuebles, dado que las sociedades fusionadas no transmitieron bienes de esta naturaleza.
- Desinversión en Hijos de J. Barreras, S.A. (HJB). En noviembre de 2013, PEMEX, a través de P.M.I Holdings, B.V., adquirió mediante contrato de inversión el 51% de las acciones de HJB. La información financiera de HJB para julio de 2019 reportaba pérdidas de 9,865,993 euros y fondos propios negativos de 2,576,740 euros. Considerando la situación que atravesaba el astillero durante 2019, estando a punto de entrar en proceso de concurso mercantil, se determinó conveniente la compraventa de las acciones, con lo cual el 31 de julio de 2020 quedó concluida la inversión de forma definitiva.
- Liquidación de Pasco Terminals, Inc. Esta empresa se creó con el objeto de dar servicios de almacenamiento y manejo de azufre líquido en Florida, EUA; sin embargo, debido a la falta de disponibilidad de azufre líquido por parte de PTRI desde mayo de 2016, esta filial dejó de recibir cargamentos. Por tal motivo, y derivado del análisis de las condiciones prevaecientes, se determinó que no existían opciones para contar con un esquema operativo viable que permitiera preservar a la empresa.

¹⁵ Se considera como empresa participada aquella donde PEMEX y/o sus EPS tienen una participación inferior al 50% del capital social.

Consideraciones finales

Dado lo poco previsible que resultaba la evolución observada en el entorno internacional durante 2020, es particularmente necesario que el ejercicio de evaluación de los programas anuales considere un análisis que vaya más allá de determinar las desviaciones respecto a los resultados objetivo, así como las implicaciones resultantes de dichas variaciones.

Si bien es cierto que el diseño de los indicadores y las metas asociadas a los programas se realiza teniendo en mente, y como principal objetivo, el logro de la estrategia planteada para la empresa, y que parte importante de la planeación es anticipar, considerar y mitigar el impacto adverso de los riesgos potenciales, lo anterior no debe eximir de realizar los análisis bajo un criterio de situación de excepción, como es el año 2020. Los riesgos materializados durante este año, y en particular la magnitud e impacto a escala global que tuvieron, hace que no fuera práctico, e incluso viable, establecer una estrategia de prevención y atenuación del impacto como parte de un diseño estratégico para optimizar la operación de la empresa con visión de largo plazo. Por ello es que, bajo las condiciones que el entorno presentaba, resulta comprensible observar desviaciones desfavorables respecto a ciertas metas, resultando lo anterior, en algunos casos, favorable para la viabilidad del negocio.

A consecuencia de lo anterior, las conclusiones derivadas de la evaluación de los programas anuales de 2020 se deben desarrollar de conformidad con el entorno internacional extraordinario que se presentó y que llevó a la industria energética a percibir menores ingresos y a reducir inversiones en las inversiones en curso. De tal manera, la presente evaluación considera también cómo los resultados observados permitieron hacer frente a las condiciones adversas, reduciendo su efecto negativo, y en su caso, aprovechar nuevas oportunidades.

Como se revisó en la evaluación, en 2020 se presentó un rezago en la realización de los programas de reparaciones, con implicaciones sobre la disponibilidad de la infraestructura y la capacidad operativa, todo ello como consecuencia de una restricción de recursos por los resultados financieros desfavorables obtenidos ante las condiciones presentes en el entorno internacional. Como alternativa para evitar incumplir dichos programas, se podría haber recurrido a la obtención de financiamiento externo a un alto costo y con amplia incertidumbre respecto a las perspectivas de pago, ya que los productos obtenidos se hubieran tenido que colocar en mercados que presentaban baja actividad y rentabilidad. Sin embargo, la decisión de haber dado prioridad a procurar, en la medida de lo posible, prescindir de un mayor nivel de endeudamiento, evitó colocar a PEMEX en una posición financiera complicada frente a los mercados.

La oportunidad vendrá en línea con la recuperación de los mercados, por lo cual es importante establecer, como objetivo de corto plazo, el diseño de un programa que permita restituir la capacidad productiva, manteniendo la mayor eficiencia, así como costos competitivos en el abasto de productos, previo a la restitución de la demanda por hidrocarburos, ya que solo de esa forma se podrán aprovechar las oportunidades que la recuperación económica permita al sector.

En el mismo orden de ideas, se debe enfatizar que en 2020 la sobreoferta de crudo penalizó las estrategias enfocadas a su producción y comercialización, ante la baja en los precios internacionales. Por lo anterior, a pesar de que la extracción de hidrocarburos líquidos se ubicó 9.6% por debajo del valor programado, se puede considerar como un resultado adecuado, ya que evitó colocar un mayor volumen de producto a precios desfavorables en los mercados internacionales, situación que también dio paso a disminuir el gasto de inversión en PEP respecto a lo originalmente programado, dada la menor rentabilidad que presentan los proyectos en este momento y las restricciones en la disponibilidad de recursos generados por la empresa.

Por lo anterior, si bien se observa incumplimientos sobre ciertos objetivos estratégicos durante este año, el haberse apegado a ellos hubiera colocado a la empresa en una posición desfavorable en el corto plazo, sin necesariamente por ello adquirir una ventaja para obtener mayor provecho de la recuperación de las economías que se vislumbra para la última parte de 2021 y, con mayor certeza, a lo largo de 2022. En estos momentos, el reto es aprovechar el resto de este año para orientar nuevamente el diseño de actividades y

las metas de los indicadores asociados, para optimizar los resultados de la empresa ante la eventual recuperación en la demanda internacional, en primera instancia y, posteriormente, la reactivación de los mercados internos, que deberá presentarse en el corto y mediano plazo.

Dadas las condiciones presentes y perspectivas futuras del negocio, resulta relevante el resultado de incorporación de reservas 3P por descubrimientos. En este aspecto, se mejoró el desempeño, al incorporar 896.3 MMbpce en 2020, superando así en 34.1% el volumen alcanzado el año previo, y registrando una tasa de restitución del 105.2%, lo cual representa el logro, durante el último ejercicio, de un mayor retorno respecto a las acciones realizadas en exploración. Al ser este uno de los ejes clave para mantener la operación de la empresa, y poder así cumplir las obligaciones financieras adquiridas y brindar sustentabilidad futura al negocio, los recursos disponibles y ejercidos para la inversión en esta área disminuyeron en menos de 1% respecto al año previo, incluso ante las restricciones presupuestales que se enfrentaron derivadas de la contracción en los mercados. Resulta fundamental que los esfuerzos exploratorios se concreten satisfactoriamente y que los planes de producción y el cumplimiento a las metas se ajusten para hacer más intensiva la explotación y comercialización de los hidrocarburos disponibles, conforme el mercado lo reconozca a través de mayores precios.

Finalmente, se reconoce que la Administración de la empresa ha realizado un gran esfuerzo en el manejo de los pasivos, el reto se mantiene como una de las áreas prioritarias de trabajo.

El año 2020 no permitió alcanzar una operación sustantiva superavitaria ya que, ante una reducción en la demanda en los mercados relevantes, fue necesario disminuir el volumen comercializado, además de afrontar precios menores de venta. Como resultado de lo anterior, los ingresos por las actividades centrales cayeron en 529.9 MMM\$ (30.2%) respecto a 2019, mientras que las acciones emprendidas permitieron reducir los egresos en 459.4 MMM\$, destacando sobre esta disminución, el menor pago de impuestos por 276.8 MMM\$, mismo que es, en parte, consecuencia de los apoyos del Estado para disminuir las tasas impositivas.

Como se puntualizó anteriormente, durante 2020 la industria respondió a las condiciones adversas reduciendo el monto de las inversiones realizadas. PEMEX no quedó exenta de verse obligada a restringir el ejercicio en este concepto, al reducir el gasto de inversión respecto a lo planteado originalmente en el PEF. Sin embargo, optó por incrementar el monto ejercido por este concepto en 16.1% (32.5 MMM\$) respecto al realizado en 2019, manteniendo de esta forma la visión de restituir y desarrollar capacidades que permitan dotar a la empresa con una mejor posición competitiva. La prioridad establecida sobre las acciones de largo plazo se observa también en el hecho de que hubiera bastado con reducir 20.6% el monto ejercido en gasto de inversión para cumplir con la meta de balance financiero, acción que además hubiera sido consistente con la tendencia observada en la industria. Aún así, esta decisión es muestra clara de la propuesta inicial para el presente ejercicio, se privilegió actuar para desarrollar la viabilidad futura de la empresa que el cumplimiento a las metas asociadas a una estrategia que durante este año fue, al igual que para el resto de las economías a nivel global, afectada por un fenómeno tan atípico que hubiera sido desfavorable considerarlo como parte de los riesgos mitigados año tras año.

Finalmente, se consideran favorables las acciones de la Administración respecto de las operaciones financieras que aumentaron los ingresos por intereses en 19.2 MMM\$, sin los cuales el déficit financiero se hubiera deteriorado en un 17.3% adicional.

Indicadores del Plan de Negocios

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores establecidos para evaluar la ejecución de las estrategias planteadas en el Plan de Negocios para el cumplimiento de los Objetivos Estratégicos de la empresa.

Indicador	Resp.	Evaluación 2019		Evaluación 2020		
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B vs. C)	Var. (%) (B vs (A)
1.1 Mantener el endeudamiento neto de cero en términos reales a lo largo de la administración						
Endeudamiento neto en términos reales (MMM\$)	DCF	-28.7 ↓	31.4	0	N/A ↑	209.5 ↑
1.2 Instrumentar esquemas de control y seguimiento de los ingresos y gastos de la empresa, consolidando la coordinación entre las Empresas Productivas Subsidiarias y el Corporativo, para lograr las metas anuales de balance financiero						
Balance financiero (MMM\$)	DCF	27.2 ↑	-110.9	-39	-185.8 ↓	-507.5 ↓
1.3 Mantener la disciplina financiera en el ejercicio de los presupuestos de operación e inversión con criterios de austeridad y eficiencia						
Cumplimiento de las estrategias de organización diseñadas y aplicadas conforme a las requeridas por la empresa (%)	DCAS	58.3 ↑	99.0	40	59.0 ↑	40.7 ↑
Ahorro en gasto corriente en rubros indicados ^{1,2} (%)		61.6 ↑	40.7	4	36.7 ↑	-20.9 ↓
Ahorro en viáticos ² (%)		56.8 ↑	68.3	5	63.3 ↑	11.5 ↑
1.4 Diseñar e implementar esquemas de ejecución para atraer inversión privada						
Formalización de asignaciones a contratos CSIEE (núm)	PEP/DCPCD	0 →	0	10	100.0 ↓	N/A →
2.1 Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción						
Incorporación de reservas 3P ³ por descubrimientos (MMbpce)	PEP	668 ↓	896.3	≥1,300	-31.1 ↓	34.1 ↑

N/A. No aplica

1. Servicios de impresión, fotocopiado, escaneo, papelería, mensajería y paquetería.

2. Se toma como base de comparación lo gastado en 2018, los valores de los años posteriores serán convertidos a pesos de 2018.

3. 3P: suma de las reservas probadas, probables y posibles.

ANEXO (INDICADORES DEL PLAN DE NEGOCIOS)

Indicador	Resp.	Evaluación 2019		Evaluación 2020				
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)		
2.2 Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en plays y áreas frontera								
Recurso prospectivo a documentar ⁴ (MMbpce)	PEP	1,028 ↑	460	200-300	130.0 ↑	-55.3 ↓		
2.3 Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y reservas en campos maduros								
Incorporación de reservas 3P incremental (MMbpce)	PEP	496 ↑	385	≤150	156.7 ↑	-22.4 ↓		
3.1 Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos								
Producción incremental de aceite (Mbd)	PEP	6.4 ↓	78.7	175	-55.0 ↓	1,122.6 ↑		
Producción incremental de gas (MMpcd)		42.3 ↑	199.4	505	-60.5 ↓	371.4 ↑		
3.2 Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas								
Reservas a reclasificar (MMbpce)	PEP	803 ↑	487	≤737	-33.9 ↓	-39.4 ↓		
3.3 Incrementar la producción de gas no asociado								
Producción de gas no asociado por CSIEE (MMpcd)	PEP	0.0 →	0.0	>101	100.0 ↓	N/A →		
3.4 Asegurar la infraestructura logística primaria asociada al crecimiento en la producción								
Incremento de volumen de tratamiento en CAB Tamaulipas (Mbd)	PLOG	0.0 →	0.0	27.2	100.0 ↓	N/A →		
Incremento de volumen de tratamiento en CAB Cacalilao (Mbd)		0.0 →	-2.6	22	-111.8 ↓	N/A ↓		
Volumen recuperado en terminal Marítima Dos Bocas (Mbd)		0.0 →	0.0	-	N/A →	N/A →		
Volumen recuperado en el Centro de Proceso de Transporte de Gas Atasta, Gas húmedo amargo (MMpcd)		0.0 →	0.0	-	N/A →	N/A →		
Volumen recuperado en el Centro de Proceso de Transporte de Gas Atasta, Gas seco (MMpcd)		0.0 →	0.0	-	N/A →	N/A →		

N/A. No aplica

4. Existe un factor de riesgo en el logro de la meta, que está asociado a la propia actividad de la exploración.

Indicador	Resp.	Evaluación 2019		Evaluación 2020					
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)			
4.1 Incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar los costos en exploración y producción									
Reducción de costos ⁵ (%)	PEP	6.4	↑	6.2	>5	1.2	↑	-0.2	↓
Cumplimiento de programa de ejecución de proyectos (eficiencia en tiempo) ⁶ (%)		87.8	↑	93.3	80	13.3	↑	5.5	↑
4.2 Adecuar y modernizar la infraestructura de proceso									
Producción incremental de gasolina (Mbd)	PTRI	0.0	→	0.0	-	N/A	→	N/A	→
Producción incremental de diésel (Mbd)		0.0	→	0.0	-	N/A	→	N/A	→
Producción incremental de coque (Mtd)		0.0	→	0.0	-	N/A	→	N/A	→
5.1 Estabilizar las operaciones e incrementar la confiabilidad operacional de la infraestructura en los Centros de Trabajo									
IPNP en Exploración y Producción (%)	Confiabilidad	1.1	↓	1.3	2.0	-0.7	↓	0.2	↑
CMRP de Exploración y Producción (%)		75.0	↓	14.3	95.0	-80.7	↓	-60.7	↓
IPNP en Perforación (%)		N/D	→	N/D	1.3	N/D	→	N/D	→
CMRP de Perforación (%)		100.0	↑	N/A	85.0	N/A	→	N/A	→
IPNP en el Sistema Nacional de Refinación (%)		5.2	↓	12.4	9.6	2.8	↑	7.1	↑
CMRP del Sistema Nacional de Refinación (%)		51.4	↓	50.5	85.0	-34.5	↓	-0.9	↓
IPNP en los Complejos Procesadores de Gas (%)		7.3	↑	13.6	4.6	9.0	↑	6.3	↑
CMRP de los Complejos Procesadores de Gas (%)		29.3	↓	18.4	85.0	-66.6	↓	-10.8	↓

N/A. No aplica.

N/D. No disponible.

5. Tomando como base los costos de producción de 2018.

6. Conforme al Plan Maestro de Obras Estratégicas de PEP, tomando como base el cumplimiento de 2018.

IPNP. Índice de paros no programados.

CMRP: Cumplimiento de programa de reparaciones mayores.

ANEXO (INDICADORES DEL PLAN DE NEGOCIOS)

Indicador	Resp.	Evaluación 2019		Evaluación 2020					
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)			
IPNP en los Complejos Petroquímicos, TRI/ Etileno y derivados (%)	Confiability	2.6	↑	10.9	2.0	8.9	↑	8.3	↑
CMRP de los Complejos Petroquímicos, TRI/ Etileno y derivados (%)		N/A	→	0.0	95.0	-95.0	↓	N/A	→
IPNP en almacenamiento y despacho (%)		N/D	→	9.2	2.0	7.2	↑	N/A	→
CMRP de almacenamiento y despacho (%)		4.8	↓	39.1	95.0	-55.9	↓	34.4	↑
IPNP en transporte (%)		N/D	→	2.9	1.0	1.9	↑	N/A	→
CMRP de transporte (%)		10.9	↓	39.1	85.0	-45.9	↓	28.2	↑
IPNP en logística primaria (%)		6.4	↑	3.6	2.0	1.6	↑	-2.8	↓
CMRP de logística primaria (%)		33.3	↓	42.1	85.0	-42.9	↓	8.8	↑
IPNP en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque (%)		10.4	↑	22.1	2.0	20.1	↑	11.7	↑
CMRP del Complejo Petroquímico Cosoleacaque (%)		100.0	↑	N/A	95.0	N/A	→	N/A	→
5.2 Dar certeza a la medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en toda la cadena de valor									
Puntos de transferencia de custodia y medición fiscal disponibles (%)	Medición y balances	73.3	↑	77.7	80	-2.3	↓	4.3	↑
Utilización de los sistemas de medición primaria (%)		98.0	↑	95.0	80	15.0	↑	-3.0	↓
Cumplimiento del programa de confirmación metrológica (%)		13.3	↓	39.7	80	-40.3	↓	26.5	↑
Atención de no conformidades (%)		58.6	↓	82.0	85	-3.0	↓	23.4	↑

N/A. No aplica

IPNP. Índice de paros no programados.

CMRP: Cumplimiento de programa de reparaciones mayores.

ANEXO (INDICADORES DEL PLAN DE NEGOCIOS)

Indicador	Resp.	Evaluación 2019	Evaluación 2020			
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
6.3 Asegurar la prestación de servicios al personal con criterios de eficiencia y desarrollar un ambiente laboral sano e inclusivo						
Unidades médicas con certificación vigente ⁹ (núm)	DCAS	46 →	46	46	0.0 →	0.0 →
Satisfacción del usuario (%)		91.0 ↑	90.0	91	-1.0 ↓	-1.0 ↓
Tasa de variación de la población capacitada en temas de inclusión, igualdad y no discriminación (%)		20.8 →	48.3	10	38.3 ↑	27.5 ↑
Tasa de variación de la población participante en los programas sociales, culturales, recreativos y eventos del voluntariado de Pemex (%)		25.7 →	-41.2	10	-51.2 ↓	-66.9 ↓
Entrega de servicios digitales de recursos humanos y relaciones laborales a trabajadores (%)		23.0 ↓	41.5	55	-13.5 ↓	18.5 ↑
6.4 Alinear las tecnologías de información a las necesidades de la cadena de valor						
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de infraestructura y servicios de TI (%)	DCAS	40.0 ↑	-27.1	5	-32.1 ↓	-67.1 ↓
7.1 Ampliar la capacidad de refinación						
Nueva capacidad de proceso de crudo (Mbd)	PTRI	N/A →	0.0	-	N/A →	N/A →
Producción incremental de gasolina ¹⁰ (Mbd)		N/A →	0.0	-	N/A →	N/A →
Producción incremental de diésel ¹⁰ (Mbd)		N/A →	0.0	-	N/A →	N/A →

9. Se refiere a que las 46 Unidades Médicas Certificadas actualmente mantengan la certificación en el horizonte del Plan de Negocios.

10. Se considera un factor de utilización de 94%.

N/A. No aplica

Indicador	Resp.	Evaluación 2019		Evaluación 2020		
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
5.3 Incrementar la flexibilidad operativa en el manejo, distribución y acondicionamiento de crudo con la calidad requerida						
Reducción de ajustes comerciales por desviación en la calidad °API y sal de las corrientes ⁷ (%)	PEP	10.0 →	20.0	20	0.0 →	10.0 ↑
Capacidad de almacenamiento adicional en Tuzandépetl (MMb)	PLOG	0.3 →	0.5	-	N/A ↑	70.0 ↑
5.4 Prevenir y reducir riesgos personales y de seguridad de los procesos para mejorar el desempeño en materia de seguridad industrial en las instalaciones						
Índice de frecuencia (Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)	Seguridad Industrial	0.24 →	0.24	0.23	4.3 ↑	0.0 →
Índice de atención a los riesgos críticos AI (%)		31.8 ↓	33.6	100	-66.4 ↓	1.9 ↑
6.1 Incentivar el crecimiento del contenido nacional en las contrataciones de Pemex						
Cumplimiento de contenido nacional (%)	DCAS	49.9 ↑	N/D	22.7	N/A →	N/A →
6.2 Desarrollar con eficiencia las funciones corporativas de conducción central y de soporte y satisfacer oportunamente los requerimientos asociados						
Efectividad del Programa Anual de Contrataciones (%)	DCAS	41.6 ↑	149.3	30	119.3 ↑	107.7 ↑
Incrementar el cumplimiento de tiempos de contratación ⁸ (puntos porcentuales)		76.2 ↑	85.0	2	83.0 ↑	8.8 ↑

7. Considera el cumplimiento de los grados API y el contenido de sal (Libras/cada mil barriles) de las corrientes comerciales de PEP al Sistema Nacional de Refinación, las metas están referenciadas a lo registrado durante el 2018.

8. Respecto al año anterior.

Indicador	Resp.	Evaluación 2019	Evaluación 2020			
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
7.2 Incrementar la disponibilidad y, en su caso, diversificar las fuentes de materia prima para la producción de etileno y sus derivados y la cadena de aromáticos						
Capacidad de importación de etano disponible (Mt)	PTRI	164.5 ↓	94.2	400	-76.4 ↓	-42.7 ↓
7.3 Fortalecer, bajo criterios de eficiencia, la producción de fertilizantes						
Producción de amoníaco (Mt)	PFERT	0.0 ↓	136.4	793	-82.8 ↓	N/A ↑

Los indicadores correspondientes al **objetivo estratégico 8** son confidenciales de acuerdo con el artículo. 113, Fracción II de la LFTAIP y, con relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos, debido a que la información contiene partes confidenciales que hacen referencia a secretos comerciales, es decir, acciones proyectos, estrategias que al darlas a conocer pone a la empresa en desventaja competitiva o económica, toda vez que nos encontramos en un mercado abierto. Dicha información plantea posibles oportunidades de negocio que se traduce en una ventaja competitiva frente a sus competidores.

Indicador	Resp.	Evaluación 2019	Evaluación 2020			
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
9.1 Desarrollar el capital humano y asegurar la transferencia de conocimiento						
Alineación de la capacitación y desarrollo con las prioridades estratégicas de las líneas de negocio (%)	DCAS	68.4 ↓	17.6	80	-62.4 ↓	-50.8 ↓
9.2 Mejorar y simplificar los procesos institucionales e identificar y adoptar mejores prácticas						
Mejoras en los procesos del MOBAP ¹¹ (%)	MOBAP	53.8 ↓	100.0	85	15.0 ↑	46.2 ↑
9.3 Implementar acciones de mejora regulatoria y simplificación normativa						
Avance en el proyecto de simplificación normativa (%)	Regulación	7.8 ↓	39.6	40	-0.4 ↓	31.9 ↑
Éxito de gestión regulatoria (%)		65.8 ↑	72.7	35	37.7 ↑	6.9 ↑

11. Se refiere a: (mejoras atendidas/mejoras identificadas) x 100. El catálogo institucional de procesos del MOBAP vigente incluye 12 procesos de negocio: Dirección del Negocio, Financiero, Procura y Abastecimiento, DSSSTPA, Confiabilidad de Activos, Upstream, Downstream, Logística, Comercial, Recursos Humanos, Administración de la Información y Administración Patrimonial.

ANEXO (INDICADORES DEL PLAN DE NEGOCIOS)

Indicador	Resp.	Evaluación 2019	Evaluación 2020			
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
10.1 Fortalecer la responsabilidad social con base en relaciones de confianza en las comunidades donde opera la empresa						
Distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios (%)	DCAS	92.5 ↑	97.7	≥90	7.7 ↑	5.2 ↑
Proyectos estratégicos con Licencia Social para Operar (LSO) (%)		80.9 ↓	83.5	100	-16.5 ↓	2.6 ↑
10.2 Reducir el impacto ambiental de las actividades industriales y mejorar la gestión energética de la empresa						
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (m ³ /b)	Ambiental	0.50 ↑	0.52	0.40	30.0 ↑	4.0 ↑
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (m ³ /Mpc)		0.039 ↓	0.040	0.037	8.1 ↑	2.6 ↑
Índice de uso de agua en la producción de productos petroquímicos ¹² (m ³ /t)		40.74 ↑	44.39	21.18	109.6 ↑	9.0 ↑
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías ¹³ (MMm ³)		30.8 ↑	31.1	30.5	1.8 ↑	0.9 ↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO ₂ e/Mbpce)		27.42 ↑	31.60	23.34	35.4 ↑	15.2 ↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías (tCO ₂ e/Mb)		55.34 ↑	63.68	46.81	36.0 ↑	15.1 ↑

12. Incluye Pemex Transformación Industrial y Pemex Fertilizantes.

13. Uso de agua residual tratada de PTAR, PTAN y agua tratada externa.

Indicador	Resp.	Evaluación 2019	Evaluación 2020			
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en centros procesadores (tCO ₂ e/MMpc)	Ambiental	5.68 ↓	6.32	5.49	15.1 ↑	11.3 ↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de productos petroquímicos (tCO ₂ e/t)		3.99 ↑	3.88	2.67	45.3 ↑	-2.8 ↓
Remediación de sitios afectados (ha)		25.9 ↓	44.0	102	-56.9 ↓	69.7 ↑
Reducción del Índice de intensidad energética en la Refinería Tula, derivado de la Cogeneración ¹⁴ (%)		N/A	N/A	-	N/A	N/A

N/A. No aplica

14. Respecto al año inmediato anterior.

La información de los indicadores correspondientes a las estrategias **11.1** y **11.2** es reservada por un periodo de cinco años contados a partir del 16 de julio de 2019, de acuerdo con el artículo 110, Fracción I de la LFTAIP, por tratarse de información que se considera de seguridad nacional, en atención a que se establecen las acciones y estrategias para la protección y salvaguardia de la infraestructura estratégica de Pemex y sus EPS, así como de su personal.

Indicador	Resp.	Evaluación 2019	Evaluación 2020			
		Observado (A)	Observado (B)	Meta (C)	Var. (%) (B) vs. (C)	Var. (%) (B) vs (A)
11.3 Incrementar la seguridad en los sistemas de información						
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de reforzamiento de la seguridad ¹⁵ (%)	DCAS	40.0 ↑	-7.5	5	-12.5 ↓	-47.5 ↓

15. Incremento respecto al año inmediato anterior.

Principales indicadores y metas de desempeño

Indicador	Resultados observados		Meta 2020	Variación % 2020 observado vs meta	
	2019	2020			
Producción de crudo (Mbd) ¹	1,684	1,686	1,866	-9.6	↓
Incorporación de reservas 3P ² por descubrimientos (MMbpce)	668	896.3	≥1,300	-31.1	↓
Proceso de crudo (Mbd)	592	591	>780	-24.3	↓
Balance financiero (MMM\$)	27.2	-110.9	-39	-185.8	↓
Saldo acumulado de la deuda documentada (MMM\$)	1,983	2,259	2,059	9.7	↑
Índice de frecuencia ³	0.24	0.24	0.23	4.3	↑
Reúso de agua en refinerías (MMm ³)	30.8	31.1	30.5	1.8	↑

1. Producción de líquidos, incluye crudo y condensados producidos en campos, no incluye la producción de socios ni la producción del Estado.
2. Para 2019 es dato de Pemex, considera campos en proceso de registro por la CNH. La cifra oficial de la CNH es 82 MMbpce.
3. Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo.

Información general

Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
1	Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	Pemex Exploración y Producción	40.00	285,219	México
2	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.01	40,106,376,012	México
		Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	0.99	400,000,010	
3	CH4 Energía, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	50.00	2,358	México
4	Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	Pemex Exploración y Producción	60.00	25,333,847	México
5	Deer Park Refining Limited Partnership	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	49.995	N.A.	Estados Unidos
6	Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999	1,020,999	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001	1	
7	Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.	Pemex Logística	30.00	18,231,210	México
8	Frontera Brownsville, LLC	P.M.I. Services North America, Inc.	50.00	N/A	Estados Unidos
9	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.99999999	7,715,344,125	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.00000001	1	
10	Hijos de J. Barreras, S.A.	P.M.I. Holdings B.V.	51.00	510	España
11	Holdings Holanda Services, B.V.	Petróleos Mexicanos	100	38	Países Bajos
12	I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	Pemex Desarrollo e Inversión inmobiliaria, S.A. de C.V.	99.982	5,467	México
		Petróleos Mexicanos	0.018	1	

INFORMACIÓN GENERAL

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
13	KOT Insurance Company AG	Petróleos Mexicanos	100	8,500	Suiza
14	Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999999	873,775,333	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0000001	1	
15	Mex Gas Internacional, S.L.	Pemex Transformación Industrial	100	68,852,741	España
16	Mex Gas Supply, S.L.	Mex Gas Internacional, S.L.	100	40,476,517	España
17	MGC México, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9998	319,513,382	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R. L. de C.V.	0.0002	500	
18	MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9997	1*	México
		MGC México, S.A. de C.V.	0.0003	1*	
19	MGI Enterprises US LLC	Mex Gas Internacional, S.L.	100	N.A.	Estados Unidos
20	MGI Midstream, S. de R.L. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	84.14	1*	México
		Mex Gas Supply, S.L.	15.86	1*	
21	Minera Rofomex, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99392	8,226,960	México
		Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.	0.00607	499	
22	NET Mexico Pipeline Partners, LLC.	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00001	1	Estados Unidos
		MGI Enterprises US, LLC	10.00	1,000	
23	P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V.	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.9999	1,400,057	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	0.0001	1	
24	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	98.33	2,214,241	México

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
25	P.M.I. Holdings B.V.	Petróleos Mexicanos	100	40	Países Bajos
26	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	Petróleos Mexicanos	100	45,518	España
27	P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.00	1,108,362	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	1.00	11,196	
28	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	Holdings Holanda Services, B.V.	71.70	51,482,737	México
		P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	28.30	20,324,351	
29	P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	Pemex Transformación Industrial	50.00	2,500	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	50.00	2,500	
30	P.M.I. Services North America, Inc.	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	40.98	100	Estados Unidos
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	59.02	144	
31	P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.	Pemex Logística	99.00	990,667	México
		I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1.00	10,007	
32	P.M.I. Trading DAC	Petróleos Mexicanos	48.51	4,900	Irlanda
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	51.49	5,200	
33	P.M.I. Trading México, S.A. de C.V.	P.M.I. Trading DAC	99.00	16,093,711	México
		P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	1.00	162,462	
34	P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V.	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.99998	5,444,411	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	0.00002	1	

INFORMACIÓN GENERAL

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
35	Pasco Terminals, Inc.	Mex Gas Internacional, S.L.	1.00	1,000	Estados Unidos
		MGI Enterprises US, LLC	99.00	99,000	
36	Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	99.99999	185,629,955	México
		I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.00001	10	
37	Pemex Finance Limited	Petróleos Mexicanos	100	1,000	Islas Caimán
38	Pemex Procurement International, Inc.	Petróleos Mexicanos	100	8,860	Estados Unidos
39	PEP Marine DAC	Pemex Exploración y Producción	100	230,275	Irlanda
40	PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.0171	151,719,492	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.9829	1,506,115	
41	PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	PEP Marine DAC	51.01	1*	México
		Pemex Exploración y Producción	48.99	1*	
42	PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V.	P.M.I. Services North America, Inc.	99.998	1*	México
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	0.002	1*	
43	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.999997	832,204,614	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.000003	23	
44	PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	99.9998	628,544	México
		Mex Gas Internacional, S.L.	0.0002	1	
45	PMX Energy Partners, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	99.00	99	México
		Pemex Logística	1.00	1	

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
46	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	Pemex Fertilizantes	99.99999998	5,612,677,657	México
		Pemex Transformación Industrial	0.00000002	1	
47	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	Pemex Fertilizantes	61.02	8,788,688,887	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	38.98	5,614,038,509	
48	PPQ Cadena Productiva, S.L.	Pemex Transformación Industrial	100	29,825,468	España
49	Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.35	97,673,156	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.65	630,810	
50	Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	99.996	650,025,000	México
		Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.004	25,000	
51	PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	Pemex Transformación Industrial	99.999998	45,661,821	México
		MGI Midstream, S. de R.L. de C.V.	0.000002	1	
52	Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999995	2,166,359,649	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000005	1	
53	Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999997	3,183,232,979	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000003	1	
54	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999	9,513,811	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001	10	
55	Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	49.00	142,094,762	México
56	Sierrita Gas Pipeline, LLC.	MGI Enterprises US, LLC	35.00	350	Estados Unidos

INFORMACIÓN GENERAL

No.	Razón Social	Nombre de la Tenedora	% de participación	No. de Acciones	País de Origen
57.	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	MGI Midstream, S. de R.L. de C.V.	5.00	1**	México
58.	Terrenos para Industrias, S.A.	Pemex Transformación Industrial	100	2,632,641	México
59	Texas Frontera, LLC	P.M.I. Services North America, Inc.	50.00	N/A	Estados Unidos
60	Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	5.00	350	México

* Se refiere al número de partes sociales que integran el Capital Social de la empresa.

** Sobre el total indicado, el 4.2% de la tenencia accionaria de TAG Pipelines, S. de R. L. de C.V. se encuentran en garantía, depositada en fideicomiso con Deutsche Bank.

N.A. No aplica.

Glosario

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
3P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles
3D	Tridimensionales
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Brent	Tipo de petróleo que se extrae del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CAE	Centro de Almacenamiento Estratégico
CAPemex	Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos
CCAC	<i>Climate and Clean Air Coalition</i>
CCC	Centro Comercializador de Crudo
CCR	Planta de Reformado Catalítico
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CIIT	Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COPF	Contratos de Obra Pública Financiada
COSO	<i>Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission</i>
CNP	Costo Neto del Periodo
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSIEE	Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERGC	Estación de Regulación de Gas Combustible
EUA	Estados Unidos de América
GARICC	Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias

GLOSARIO Y UNIDADES DE MEDIDA

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
GLP	Gas licuado del petróleo
Henry Hub	Red de distribución en el sistema de ductos de gas natural seco en Erath, Louisiana, propiedad de Sabine Pipe Line LLC. Dada su importancia, le presta su nombre a los futuros de gas natural seco que se comercian en el Mercado de cambios de Nueva York (NYMEX) y a los <i>swaps</i> OTC que se comercian en el <i>Intercontinental Exchange</i> (ICE).
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos Financieros Derivados
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
IPNP	Índice de Paros No Programados. Es el porcentaje del tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no han sido programados con relación a un periodo de análisis establecido.
MARE	Marco de Administración de Riesgos Empresariales
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
NOx	Óxidos de nitrógeno
NPK	Nitrógeno, potasio y fósforo
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PACMA	Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PE	Pemex Etileno
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEP	Pemex Exploración y Producción
PFERT	Pemex Fertilizantes
PLOG	Pemex Logística
PMI	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PTRI	Pemex Transformación Industrial
SCI	Sistema de Control Interno
SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SOX	Ley Sarbanes-Oxley
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
TASP	Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios
TMDB	Terminal Marítima Dos Bocas
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

Unidades de medida

UNIDAD	SIGNIFICADO
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	<i>British thermal unit</i>
ha	hectárea
km	kilómetro
m	metro
m ³	metro cúbico
Mb	miles de barriles
Mbd	miles de barriles diarios
Mm ³	miles de metros cúbicos
MMb	millones de barriles
MMbd	millones de barriles diarios
MMbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMUS\$	millones de dólares
MMMUS\$	miles de millones de dólares
Mpc	miles de pies cúbicos
Mt	miles de toneladas
t	tonelada
US\$/MMBtu	dólares por millón de Btu
US\$/b	dólares por barril
US\$/bpce	dólares por barril de petróleo crudo equivalente

Sitios y localidades

NO	LOCALIDAD /SITIO	MUNICIPIO	ESTADO
1	Ensenada	Ensenada	Baja California
2	Mexicali	Mexicali	Baja California
3	Rosarito	Playas de Rosarito	Baja California
4	Ciudad del Carmen	Carmen	Campeche
5	Cactus	Reforma	Chiapas
6	Camargo	Camargo	Chihuahua
7	Salamanca	Salamanca	Guanajuato
8	Tula	Tula de Allende	Hidalgo
9	Cadereyta	Cadereyta Jiménez	Nuevo León
10	Salina Cruz	Salina Cruz	Oaxaca
11	San Martín Texmelucan	San Martín Texmelucan	Puebla
12	Topolobampo	Ahome	Sinaloa
13	Cd. Obregón	Cajeme	Sonora
14	Guaymas	Guaymas	Sonora
15	Hermosillo	Hermosillo	Sonora
16	Magdalena	Magdalena	Sonora
17	Navojoa	Navojoa	Sonora
18	Nogales	Nogales	Sonora
19	Nuevo Pemex	Centro	Tabasco
20	Dos Bocas	Paraíso	Tabasco
21	Altamira	Altamira	Tamaulipas
22	Burgos	Burgos	Tamaulipas
23	Ciudad Madero	Ciudad Madero	Tamaulipas
24	Colonia Petrolera José Escandón	Reynosa	Tamaulipas
25	Reynosa	Reynosa	Tamaulipas
26	Cangrejera	Coatzacoalcos	Veracruz
27	Morelos	Coatzacoalcos	Veracruz
28	Pajaritos	Coatzacoalcos	Veracruz
29	Cosoleacaque	Cosoleacaque	Veracruz
30	Parque Ecológico Tuzandépetl	Ixhuatlán del Sureste	Veracruz
31	Minatitlán	Minatitlán	Veracruz
32	Poza Rica	Poza Rica	Veracruz
33	Progreso	Progreso	Yucatán



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Cámara de Diputados del Honorable Congreso de la Unión, LXIV Legislatura**Junta de Coordinación Política**

Diputados: Moisés Ignacio Mier Velasco, presidente, MORENA; Juan Carlos Romero Hicks, PAN; René Juárez Cisneros, PRI; Reginaldo Sandoval Flores, PT; Fabiola Raquel Guadalupe Loya Hernández, MOVIMIENTO CIUDADANO; Jorge Arturo Argüelles Victorero, PES; Arturo Escobar y Vega, PVEM; Verónica Beatriz Juárez Piña, PRD.

Mesa Directiva

Diputados: Dulce María Sauri Riancho, presidenta; vicepresidentes, Raúl Eduardo Bonifaz Moedano, MORENA; Xavier Azuara Zúñiga, PAN; Mariana Rodríguez Mier y Terán, PRI; secretarios, María Guadalupe Díaz Avilez, MORENA; Lizbeth Mata Lozano, PAN; Martha Hortensia Garay Cadena, PRI; PT; Carmen Julieta Macías Rábago, MOVIMIENTO CIUDADANO; Édgar Guzmán Valdez, PES; Lilia Villafuerte Zavala, PVEM; Mónica Bautista Rodríguez, PRD.

Secretaría General**Secretaría de Servicios Parlamentarios****Gaceta Parlamentaria de la Cámara de Diputados**

Director: Juan Luis Concheiro Bórquez, **Edición:** Casimiro Femat Saldívar, Ricardo Águila Sánchez, Antonio Mariscal Pioquinto.

Apoyo Documental: Dirección General de Proceso Legislativo. **Domicilio:** Avenida Congreso de la Unión, número 66, edificio E, cuarto nivel, Palacio Legislativo de San Lázaro, colonia El Parque, CP 15969. Teléfono: 5036 0000, extensión 54046. **Dirección electrónica:** <http://gaceta.diputados.gob.mx/>