CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIV LEGISLATURA

Gaceta Parlamentaria

Año XXII	Palacio Legislativo de San Lázaro, lunes 29 de abril de 2019	Número 5265-II

CONTENIDO

Comunicaciones

De la Secretaría de Gobernación, con la que remite el informe anual de Pemex correspondiente a 2018

(Primera parte)

Anexo II

Lunes 29 de abril

Energía

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

2019
EMILIANO ZAPATA

Oficina de la C. Secretaria
Oficio No. SENER.100/2019/260.

Ciudad de México, 25 de abril de 2019.

DIP. PORFIRIO MUÑOZ LEDO
PRESIDENTE DE LA MESA DIRECTIVA DE LA
H. CÁMARA DE DIPUTADOS.
P R E S E N T E.

Que en la sesión 940 Ordinaria de fecha 23 de abril del 2019 del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos fue presentado el Informe Anual 2018 por el Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General de Petróleos Mexicanos, el cual fue aprobado por los consejeros, por lo que en términos del en términos del Artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos en mi calidad de Presidenta del Consejo, hago llegar al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Por lo anterior adjunto al presente el Informe Anual 2018 de Petróleos Mexicanos.

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

ATENTAMENTE

ING. NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA
SECRETARIA DE ENERGÍA

CÁMARA DE DIPUTADOS
MESA DIRECTIVA
SECRETARÍA PARLAMENTARIA
26 ABR 2019

2019 ABR 26 PM 12 14
PRESIDENCIA
DE LA MESA DIRECTIVA

PODER EJECUTIVO FEDERAL
H. CÁMARA DE DIPUTADOS

008355

C.c.p. L.C.P. Jenrry Vera Burgos, Titular de la Unidad de Administración y Finanzas.
Lic. Oscar René Martínez Hernández, Titular del Órgano Interno de Control en la Secretaría de Energía.
Ing. Octavio Romero Oropeza Director General de Petróleos Mexicanos
Archivo

3959

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Petróleos Mexicanos
Dirección General

Ciudad de México a, 25 de abril de 2019

DG- 078 /2019

Ing. Norma Rocío Nahle García
Presidenta del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y Secretaria de Energía
Presente.

Asunto: Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2018.

En cumplimiento al artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, adjunto el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2018, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión 940 ordinaria, con el propósito de que, en su carácter de Presidenta del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, sea el amable conducto para su presentación al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Al Informe Anual 2018 se anexa la documentación 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 más por el momento, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,

Ing. Octavio Romero Oropeza
Director General

Ccp. Lic. Andrés Manuel López Obrador. Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos.
Dip. Porfirio Muñoz Ledo. Presidente de la Mesa Directiva de la H. Cámara de Diputados.
Sen. Martí Batres Guadarrama. Presidente de la Mesa Directiva de la H. Cámara de Senadores.
Lic. Agustín Díaz Lastra. Prosecretario del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

PEMEX
Secretaría del Consejo de Administración

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Sesión 940 Ordinaria
23 de abril de 2019

A c u e r d o
CA-039/2019

I.1 Evaluación del Consejo de Administración sobre la Ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos por el Ejercicio 2018.

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 2018, en los términos del documento anexo.

Lic. Alejandro Morales Becerra
Secretario

ANEXO Acuerdo CA-039/2019

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

22 de abril de 2019

ACUERDO

Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el Ejercicio 2018, 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 2018

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 de lo manifestado en el Informe del Director General y, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, los Consejeros emiten su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2018.

Contexto de los Programas Anuales 2018

Para el ejercicio 2018, mediante acuerdo CA-021/2019, del 26 de febrero de 2019, el CAPEMEX tomó conocimiento de la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) objeto de evaluación:

Objetivos de negocio y aspectos operativos

- Plan de Negocios de PEMEX 2017-2021 (Plan de Negocios), aprobado por el CAPEMEX en octubre de 2016; plantea como eje rector la rentabilidad y presenta los retos y oportunidades a capturar por línea de negocio.
- Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2018, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2017; presenta las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, así como los resultados financieros 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 2018.

Presupuesto autorizado y ajustes

- Informe sobre el Presupuesto de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2018, 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 2017, en el que se estableció la meta de balance financiero y el techo de gasto en servicios personales.
- Adecuaciones presupuestales, considera los movimientos presupuestales autorizadas por el CAPEMEX a lo largo del año.

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Implementación de la estrategia

- Avance en la instrumentación de las asociaciones en Exploración y Producción.
- Avance en la implementación de oportunidades de Negocios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2018 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En febrero de 2018, el CAPEMEX tomó conocimiento de este programa, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos humanos, materiales, financieros y tecnológicos de los servicios administrativos de la empresa.

Contexto del entorno

Los primeros tres trimestres de 2018 se caracterizaron por mantener el repunte en los precios mostrado desde mediados de 2017, en particular, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) alcanzó una cotización máxima en octubre de 71.29 dólares por barril (US$/b), misma que no se presentaba desde 2014, superando así, durante los últimos tres meses del año al WTI, su principal marcador.

Para finales de 2018, los precios internacionales retrocedieron significativamente, al aumentar la producción en EUA, Rusia y Arabia Saudita (los productores de crudo más relevantes a escala mundial). Para el cierre del año, el precio promedio anual de la MME se ubicó en 61.34 US$/b, lo que representó un crecimiento de 31.1% respecto a 2017.

Con relación al tipo de cambio, este se ubicó en 19.24 pesos por dólar ($/US$) promedio para 2018, 0.32 $/US$ más que en 2017. Durante 2018, el tipo de cambio osciló entre 18.35 $/US$ y 20.31 $/US$.

De manera adicional a los factores macroeconómicos y de precios señalados anteriormente, los resultados de la empresa se vieron influenciados por eventos como las rondas de asignación de áreas de exploración y extracción nacionales, la participación de PEMEX en la asignación de contratos, así como el impacto de la apertura en el mercado de gasolina, diesel, gas LP y gas seco, y la disminución en la asignación presupuestal.

Entre 2016 y 2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos de los cuales 14 contratos fueron resultado de la participación de PEMEX en las rondas de licitación nacionales[1], cinco correspondieron a migraciones de asignaciones (una corresponde a migración sin socio -Ek-Balem-) y tres a asociaciones.

Por otro lado, el efecto de la apertura del mercado, la liberalización de los precios y la disminución en la producción nacional de gasolinas, diesel, gas LP y gas natural, ha representado para los particulares una ventana de oportunidad para satisfacer la demanda requerida de combustibles a través de la importación. Como resultado de lo anterior, la participación de PEMEX en las ventas nacionales de gasolina y diesel en 2018 se situó en 93.3%, comparado con el 98.2% registrado en 2017.

Resultados financieros y presupuestales

[1] En las rondas de Licitación PEMEX presentó ofertas para 29 bloques, resultando ganador en 14 bloques que representan el 48% del total de ofertas.

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Durante 2018, PEMEX registró mayores ingresos por 20.3% con respecto a lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de referencia derivado, principalmente, por el aumento en los precios de la MME, las fluctuaciones en el tipo de cambio, mayores ventas al exterior de crudo y de petrolíferos en territorio nacional. No obstante, los egresos también aumentaron en 18.9% con respecto al PEF, donde el concepto con mayor efecto fue la compra de mercancía para reventa (gasolina y diesel, principalmente), la cual presentó un incremento de 75.4% con respecto a lo señalado en el programa.

Asimismo, a lo largo del año el CAPEMEX autorizó traspasos presupuestales de gasto de inversión a operación por 9.7 miles de millones de pesos (MMM$) con el fin de asignar recursos presupuestales a actividades sustantivas, sin afectar las inversiones relacionadas con el cumplimiento de las metas de producción y de balance financiero, así como para evitar la contratación de deuda adicional. Adicionalmente, se establecieron estrategias para mejorar las cifras del cierre del año, tales como la consolidación de ingreso a nivel central a través del otorgamiento de dividendos por las empresas filiales, el cobro anticipado del bono a la firma de las áreas contractuales Cárdenas-Mora y Ogarrio, la monetización de desinversiones, la reducción en el gasto corriente a través de la obtención de crédito a corto plazo, la reversión de crédito a clientes y la recuperación de impuestos por cobrar. De esta manera, se obtuvo un balance primario de 60.2 MMM$ y un balance financiero, aún deficitario, de 61.8 MMM$.

En 2018 se presentó un subejercicio por 10.4 MMM$ en gasto programable con respecto a la asignación en el PEF, el gasto de operación presentó un incremento de 5.6 MMM$; por el contrario, el gasto en inversión registró una disminución de 15.9 MMM$.

Por su parte, se presentó una reducción del endeudamiento neto de 63.6%, comparado con el autorizado del mismo año; no obstante, la deuda consolidada continúa mostrando la misma tendencia incremental de los últimos años. En 2018, la deuda creció en 2.2% respecto a 2017, el valor más bajo registrado para el periodo 2012-2018; sin embargo, el 77.9% del aumento total en la deuda (44.4 MMM$) correspondió a corto plazo, lo que implica liquidar esos recursos durante 2019.

Desempeño operativo y comercial

Durante 2018, los resultados en exploración permitieron incorporar reservas 3P[2] por 1,170 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), volumen inferior en 24 MMbpce con respecto al registrado en 2017.

Del volumen incorporado de reservas 3P en 2018, el 82% (957.4 MMbpce) corresponde a la adición de volúmenes por extensión de los límites en los campos Doctus e Ixachi obtenidos a partir de pozos delimitadores perforados, el 18% restante (estimado en 212.3 MMbpce) provienen de las áreas terrestre y marina a través de los descubrimientos realizados en los campos Cahua, Manik NW, Mulach, Chocol y Cibix. No obstante, la terminación de pozos exploratorios presentó una reducción en 21% de 2017 a 2018, al pasar de 24 a 19 pozos y la terminación de pozos de desarrollo presentó un incrementó en 160% en el mismo periodo, al pasar de 55 a 143 pozos.

---

[2] Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

La tendencia decreciente en la producción de crudo no ha logrado revertirse en los últimos años, en 2018 cerró en 1,823 Mbd[3], 7% inferior a la establecida en el POFAT y 6% por debajo del registro de 2017. Esta desviación se debe principalmente al incremento del flujo fraccional de agua provocado por el avance del contacto agua-aceite en el campo Xanab en el bloque de producción Litoral de Tabasco.

De manera similar, la baja constante en la producción de gas, en particular para 2018, fue resultado principalmente por la disminución en la producción de Burgos, como consecuencia de movimientos operativos en pozos, así como por menores beneficios en intervenciones y por el menor incremento en las acciones de recuperación mejorada.

La producción de crudo y gas vinculada al esquema de contratos aportó para 2018 45 Mbd en migraciones y 8 Mbd en asociaciones en crudo y, 63 MMpcd en migraciones y 27 MMpcd en asociaciones para el gas. La mayor contribución en producción proviene de los contratos bajo el esquema de migraciones. La producción de crudo que surge del esquema de asociaciones y migraciones representa el 3% del total de la producción nacional y el 2% para el caso de la producción de gas.

El volumen de exportación de crudo se ha mantenido prácticamente constante en los últimos años; no obstante, su composición se ha visto modificada, enfocándose a la exportación de crudo Maya, derivado de la amplia disponibilidad de crudo pesado por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP) y a la disminución en la producción de crudos ligeros, los cuales se envían a proceso en refinerías. Aunado a lo anterior y a la volatilidad de los precios de la MME, en 2018 se colocaron 1,184 Mbd de crudo en el exterior, lo que representó una variación de 33.3% con respecto a los 888 Mbd programados.

Durante 2018, el desempeño operativo de las refinerías de Pemex Transformación Industrial (PTRI) se vio afectado por la constante reducción de inversión en esta línea de negocios, situación que derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación; asimismo, la dieta de crudo recibida para proceso y el exceso de la producción de combustóleo, tuvieron como consecuencia principal la baja en la utilización de la capacidad de destilación equivalente, al pasar de 36.1% en 2018 respecto a 43.5% en 2017; la producción de destilados registró un volumen de 350 Mbd en 2018, inferior en 21% respecto a 2017; con relación a la confiabilidad de las plantas se reportó un índice de paros no programados de 45.9% en 2018, superior al 35.2% reportado en 2017 y el rendimiento de destilados pasó de 57.4% en 2017 a 57.2% en 2018.

Particularmente, la refinería de Madero estuvo fuera de operación durante el segundo semestre de 2018, principalmente debido a fallas en las plantas de destilación atmosférica, así como a mantenimientos y reparaciones en plantas catalíticas y reformadoras. Por su parte la refinería de Minatitlán presentó problemas operativos significativos, en octubre de 2018 se vio afectada por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica, saliendo de operación en el último trimestre de dicho año por trabajos de limpieza y reparación de los daños en dicha planta. Por su parte, la refinería de Tula registró baja de proceso debido principalmente a que la planta primaria 1 operó de manera intermitente, por déficit en el suministro de crudo ligero, así como por falla de equipos en plantas primarias y altos inventarios de combustóleo por problemas de desalojo. A finales

[3] No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario el Golpe y Ébano, con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.

de 2018, la refinería de Salamanca presentó una situación similar debido a inventarios altos de productos intermedios y careció de componentes de importación.

Desde 2012 se ha registrado una menor demanda de gas natural para autoconsumo, asociada a una disminución en la actividad de los centros procesadores de gas (CPGs) de PTRI. El consumo de gas seco de PEMEX se redujo 11% respecto a 2017, al pasar de 2,012 MMpcd a 1,786 MMpcd en 2018. En ese mismo año, 59% del consumo de este combustible correspondió a PEP, 28% a PTRI y 13% a Pemex Fertilizantes (PFER), Pemex Etileno (PETI) y Pemex Logística (PLOG).

En 2018, el volumen de producción de líquidos del gas se vio afectado, principalmente, por una menor disponibilidad de gas húmedo y condensados de PEP, así como por la baja recuperación de etano en plantas; lo anterior se ve reflejado en una reducción en la producción de gas LP en CPGs a una tasa anual compuesta de 2012 a 2018 de 8% y de 5% para la producción de etano.

Sustentabilidad y responsabilidad

En materia de seguridad industrial, PEMEX presentó en 2018 resultados favorables, que se han sostenido en los últimos años, tal es el caso de la reducción del índice de frecuencia de accidentes, el cual pasó de 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en 2017 a 0.25 en 2018. Asimismo, se logró mejorar en 26.5% la meta planteada de 0.34 para 2018.

En este sentido, destaca el desempeño de PEP, PTRI y PLOG, con resultados para 2018 de 0.12, para las dos primeras empresas y de 0.13 para la última, los cuales se encuentran debajo de la meta definida para ese año; no así para el resto de las empresas de PEMEX, particularmente PPS y PFER presentaron valores ligeramente por encima de uno.

Con relación al desempeño ambiental, en 2018 se logró el nivel más bajo de emisiones de dióxido de carbono equivalente de los últimos siete años, al reportar un resultado de 37.8 MMt; de las cuales 44.8% corresponde a PEP y 39.5% a PTRI. Esta mejora en resultados se debe principalmente a la entrada en operación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir la quema de gas en los activos de Aguas Someras de PEP y un menor envío de gas a quemadores por la baja carga de procesamiento de crudo en las instalaciones de refinación.

Por su parte, el reúso de agua en las instalaciones de PEMEX reportó un promedio de 34.6 MMm^3 de 2012 a 2018, al pasar de 41.6 MMm^3 al inicio del periodo a 31.3 MMm^3 al final, estos resultados reflejan un menor reúso de agua, derivado principalmente por la transferencia de las plantas de tratamiento de aguas residuales del sistema nacional de refinación operadas por terceros y que ahora opera personal de PEMEX, así como la falta de mantenimiento a estos equipos.

En 2018, se registró un reúso de agua de 31.3 MMm^3, 12.6% inferior al presentado en 2017 y 12.1% menor a la meta planteada, derivado de que las plantas de tratamiento de agua de las refinerías de Tula y Salamanca no están operando a plena capacidad por falta de mantenimiento.

Evaluación de los Programas Anuales 2018

Durante 2018, PEMEX cumplió sus metas financieras, presentó una mejora en su balance financiero y superó la meta de incorporación de reservas 3P por descubrimientos. Lo anterior contrasta con las desviaciones observadas para los niveles de producción de hidrocarburos, así como la producción de los procesos de refinación, proceso de gas y petroquímicos.

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Si bien las variaciones de los resultados con respecto a las metas planteadas tienen múltiples factores externos, como: variabilidad en los precios del crudo y gas, fluctuación en el tipo de cambio, cambios regulatorios, régimen fiscal, geología más compleja y riesgosa, entre otros; también hubo factores internos que repercutieron en los resultados.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2018:

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Plan de Negocios y POFAT 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Balance financiero[**] (MMM$)	-79.4	-61.8	22.2
Deuda consolidada[**] (MMM$)	1,904	2,082*	9.4
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento[**] (MMbpce)	1,100	1,170*	6.4
Producción de crudo[**] (Mbd)	1,951	1,823[1]	-6.6
Exportación de crudo (Mbd)	883	1,184	33.3
Producción de gas natural[2] (MMpcd)	4,118	3,842	-6.7
Producción total de petrolíferos[3] (Mbd)	1,112	629	-43.4
Producción de gas LP (Mbd)	134	110	-17.9
Producción de etano (Mbd)	109	85	-22.0
Aprovechamiento de gas natural[4] (%)	95.6	96.3	0.7
Proceso de crudo (Mbd)	1,045	612	-41.4
Rendimiento de destilados[5] (%)	66.8	57.2	-9.6
Importación de gasolinas (Mbd)	414	594	43.5
Importación de diesel (Mbd)	155	239	54.2
Importación de gas seco[6] (MMpcd)	1,512	1,317	-12.9
Consumo de gas seco PEMEX y EPS[6] (MMpcd)	2,413	1,786	-26.0
Índice de frecuencia[**]	0.34[***]	0.25	-26.5
Emisiones de CO_2 equivalente[7**] (MMt)	51.3	37.8	-26.3
Reúso de agua[7**] (MMm^3)	35.6	31.3	-12.1

1. No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe y Bloque Cinco. El valor de producción total sería de 1,833 Mbd.
2. No incluye nitrógeno ni la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe Mulato y Bloque Cinco. El valor de la producción total sería de 3,858 MMpcd.
3. Total de petrolíferos más gas licuado del SNR.
4. Meta no explícita en POFAT forma parte de la base del programa.
5. Gas importado por PEMEX.
6. Incluye consumo de plantas de cogeneración Nuevo PEMEX.
7. Metas no explícitas en el Plan de Negocios, forman parte del cálculo para alcanzar las metas de 2018 de reducción de emisiones de CO_2 e en 25% y 8. aumentar el reúso de agua en más del 8.3%.

* Cifras preliminares.

Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación.

La información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

** Indicador del Plan de Negocios 2017-2021.

*** Se actualizó la meta en la primera sesión ordinaria 2018 del Equipo de Liderazgo Directivo de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, Sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, llevada a cabo el 9 de mayo de 2018, pasando de 0.34 (aprobada en el Plan de Negocios) a 0.33.

Nota. las cifras podrían no coincidir por redondeo.

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Plan de Negocios

Como se puede apreciar en la tabla anterior, con respecto a los compromisos establecidos en el Plan de Negocios para 2018, de las siete metas planteadas y con los ajustes correspondientes para el balance financiero y la producción de crudo, de acuerdo con lo señalado en el PEF y POFAT 2018, se logró cumplir cuatro de ellas; destacando la mejora en el balance financiero y la incorporación de reservas en 22.2% y 6.4% con relación a lo programado, respectivamente. Asimismo, los resultados en materia de seguridad industrial y desempeño ambiental presentaron cifras favorables, el índice de frecuencia de accidentes y las emisiones de CO_2 equivalente al aire reportaron reducciones de 26.5% y 26.3%, en ese orden.

POFAT 2018

Con respecto al desempeño de los indicadores operativos en las cadenas de crudo y gas incluidos en el POFAT, se reporta el cumplimiento en las siguientes metas: aprovechamiento de gas natural, con una mejora de 0.7% y una disminución en el consumo de gas seco para PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiaras por 26.0%.

Por otro lado, no se lograron alcanzar las metas de producción de hidrocarburos ni de producción de los procesos de refinación, procesos de gas y petroquímicos. Lo primero se explica, entre otras causas, por la mayor complejidad técnica de los campos; lo segundo se debió, principalmente, al rezago en mantenimiento e inversión.

Viene a cuenta mencionar que continuaron los rezagos en los niveles de producción de derivados. El nivel de producción de petrolíferos mostró una desviación negativa de 43.4% con respecto a lo programado; de manera similar la producción de etano, gas LP y gas natural reportaron diferencias negativas. Por otro lado, se continúa con problemas operativos y de eficiencia en las actividades de transformación industrial, lo que ha impedido alcanzar el nivel de proceso de crudo y el rendimiento de destilados comprometido; por lo anterior, para el cierre de 2018, estos indicadores se desviaron negativamente en 433 Mbd (-41.4%) para el proceso de crudo y en 10% en el rendimiento de destilados.

Con respecto a los resultados en materia de balance comercial, el volumen de importación de gasolinas y diesel aumentó con relación a lo programado en 43.5% y 54.2%, respectivamente; asimismo, la exportación de crudo presentó un incremento de 33.3%.

PEF 2018

*Miles de millones de pesos (MMM$)**	Programado	Observado	Variación (%)
Ingresos propios	423.3	436.6	3.1
Gasto programable	391.9	381.6	-2.6
Balance primario	31.4	60.2	91.9
Balance financiero	-79.4	-61.8	22.2
Gasto de servicios personales	93.2	92.4	-0.9

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

1 Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación, por lo que se consideran como preliminares.
Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

PEMEX continuó los esfuerzos en disciplina presupuestal y logró cumplir con las metas establecidas en el PEF 2018. Esta mejora en los resultados y cumplimiento de metas financieras en 2018, fueron consecuencia, en gran medida, por las premisas macroeconómicas establecidas en el PEF, al considerar el precio de la MME en 48.50 US$/b y un tipo de cambio de 18.40 $/US$, en contraste con los resultados de estas variables en el entorno, las cuales al cierre del año registraron mejoras al ubicarse en 61.34 US$/b y en 19.24 $/US$, respectivamente.

Se presentaron mejoras en ingresos propios por 13.3 MMM$ (3.1%), una disminución del gasto programable por 10.4 MMM$ (-2.6%) y un incremento en el costo financiero por 11.2 MMM$ (10.1%); lo que dio como resultado un balance primario superior en 91.9% respecto al comprometido y una mejora en el balance financiero de 22.2%.

A pesar de la disminución de la pérdida en términos de balance financiero, persiste el déficit en esta materia, debido principalmente a que existen rubros de gasto donde se concentra el ejercicio de la mayor parte del ingreso, impidiendo conservar márgenes positivos. Durante 2018, los tres principales rubros de gasto abarcaron el 97% de los ingresos por ventas, siendo estos impuestos y derechos (46%), mercancía para reventa (32%) y gasto corriente (19%). El déficit financiero representó en 2018 el 3.0% de los ingresos presupuestales, en tanto en 2017 significó el 4.7%.

Para 2018, el gasto de servicios personales reportó un ahorro con respecto al PEF de 0.9%; no obstante, este rubro se ha incrementado en los últimos dos años, al pasar de 79.1 MMM$ en 2016 a 84.1 MMM$ en 2017 y a 92.4 MMM$ en 2018, donde el principal componente corresponde a sueldos y salarios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados[1] (MM$)	4,762	2,529[2]	-46.9

1. Incluye viáticos, arrendamientos, comunicaciones, becas, boletos de avión, gastos generales pagados a través de vales, papelería, impresión, fotocopiado y asesoría.
2 Cifras del Cuarto Informe de 2018.
Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Se cumplieron las metas establecidas en el Programa anual de austeridad y uso de recursos 2018, al mostrar una reducción consolidada de 791 MM$ en el gasto de operación correspondiente a servicios personales.

Por su parte, el ejercicio del gasto corriente presentó un ahorro por 2,233 MM$ con respecto a la meta planteada en el programa de 4,762 MM$. A nivel de partidas, el mayor ahorro se presentó en asesorías y viáticos, con ahorros de 88% y 72%, respectivamente; por su parte, el concepto de arrendamiento superó el gasto esperado en 60%.

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Implementación de la estrategia

En materia de exploración y producción, la participación de PEMEX en las rondas de licitación significó diversificación de inversiones y riesgos. A través de migraciones se buscó mejorar el flujo de efecto y mediante asociaciones complementar la inversión con capital y tecnología de socios. Durante el periodo 2016-2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos, que incluyen 14[4] derivados de las rondas de licitación nacionales, donde la empresa ganó cerca de una de cada dos ofertas en las que participó. En 2018, se llevó a cabo la firma para los contratos adjudicados en la Ronda 2, Licitación 4 y para la Ronda 3, Licitación 1.

Si bien no se logró el objetivo de migrar 23 asignaciones[5], se logró avanzar en dicho proceso. Durante 2018, PEP firmó tres contratos para migración con socio, correspondientes a las áreas Misión, Ébano y Miquetla, y logró la firma de dos asociaciones en Cárdenas- Mora y Ogarrio.

Por su parte, las oportunidades de negocio de procesos industriales y logísticos no lograron concretarse de acuerdo con las fechas estimadas, dado que varias de ellas se encuentran en proceso de definición y otras se cancelaron.

Entre los avances de las oportunidades de negocio que se establecieron en PTRI, se modificó la estrategia para la planta de coquización retardada en Tula; asimismo, el proyecto de modernización de las plantas catalíticas-reformadoras (CCRs) en las refinerías de Tula, Cadereyta y Salamanca, el cual se desarrollaría a través de un contrato de servicios con terceros, requiere una actualización a las premisas, a la evaluación económica y al caso de negocio, debido a que PTRI rehabilitó las plantas reformadoras consideradas para esta oportunidad.

Por su parte, Pemex Logística (PLOG) se encuentra desarrollando en asociación con dos compañías privadas el proyecto Peninsular mediante la sociedad de propósito específico denominada "Ductos el Peninsular", al respecto se continúa en las negociaciones para la firma del Convenio de Accionistas, y, para el caso del Proyecto Tolteca, se tuvieron avances en el avalúo al terreno por Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), así como en protocolizar la subdivisión del terreno con las autoridades del estado de Hidalgo.

De acuerdo con los avances en la ejecución de las oportunidades incluidas en el Plan de Negocios, es necesario reenfocar los recursos hacia aquellas que permitan su materialización de manera efectiva, rentable y sustentable.

Consideraciones finales

En 2018, PEMEX tuvo una mejora en su balance financiero, registró por segundo año consecutivo una mejora en EBITDA[6] y tuvo un rendimiento integral positivo. No obstante lo anterior, la empresa continúa enfrentando grandes retos para fortalecer su posición financiera y revertir tanto la caída en la plataforma de producción, como los resultados negativos en transformación industrial.

---

[4] Incluye la participación hasta la licitación 1 de la Ronda 3.

[5] Ek, Balam, Boluntikú, Sinán, Ogarrio, Rodador, Samaria, Ayatsil, Tekel, Utsil, Cárdenas, Mora, Kunah, Pikiis, Trion, Ayin, Xulum, Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap.

[6] Utilidad antes de interés, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficio a empleados neto de pagos de pensiones y servicio médico.

PEMEX

GOBIERNO DE MÉXICO

Durante 2018, los ingresos de PEMEX fueron mayores a los obtenidos en 2017, pero este incremento no se tradujo en una mejora significativa en las finanzas de la empresa debido, en gran medida, al incremento en el gasto de mercancía para reventa, así como por el nivel de gasto en obligaciones financieras y fiscales. El nivel de la deuda consolidada implica presiones notables en las finanzas de la empresa.

Ante los grandes retos que aún enfrenta PEMEX, resulta de vital importancia redirigir su estrategia institucional hacia la ejecución responsable y austera del gasto por un lado y, por otro, hacia la atención eficiente de mercados rentables, bajo las premisas de sustentabilidad, seguridad y cuidado al medio ambiente, fomentando así la estabilidad y desarrollo del sector.

La reducción en términos reales, en el monto de inversión asignado en el PEF a PEMEX durante el periodo de 2012 a 2018, ha afectado sustantivamente el desempeño de las líneas de negocio de exploración y producción, así como de transformación industrial.

En 2018 no se alcanzó la meta incluida en el Plan de Negocios para producción de crudo y gas. Sin embargo, herramientas como la migración de campos que actualmente se encuentran en el régimen de asignaciones al régimen de contratos permite acceder a mejores términos fiscales, promoviendo la actividad petrolera en áreas que no habían sido atendidas por falta de financiamiento o de capacidad en la ejecución.

Como resultado de nuevos descubrimientos asociados a las actividades de exploración, así como por extensión en los límites de algunos campos, en 2018 se logró superar la meta de incorporación de reservas 3P. No obstante, es necesario enfocar esfuerzos para la materialización de reservas probadas (1P).

Con respecto a refinación, una constante reducción en la inversión en esta línea de negocios derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación, cuyas consecuencias principales fueron disminuciones en la capacidad de procesamiento. Por lo anterior, se debe realizar un esfuerzo en mejorar la infraestructura existente, a fin de alcanzar niveles satisfactorios de refinación, confiabilidad y costos.

En materia de logística, PEMEX debe de enfocarse en mercados prioritarios, como lo es almacenamiento para fortalecer su posición, así como robustecer las medidas para prevenir y combatir el robo de combustibles. En el caso de los petroquímicos, la falta de materia prima representa un reto para PFER y PETI.

Por su parte, la confiabilidad operacional a lo largo de toda la cadena de valor ha presentado una brecha cada vez más importante en el tiempo, en tal sentido, es indispensable que se fortalezca la asignación de recursos a tareas de mantenimiento y la planeación de rehabilitaciones a la infraestructura existente.

El Consejo de Administración seguirá viendo por los intereses de Petróleos Mexicanos, asegurando el cumplimiento de la legislación y el marco regulatorio vigente. Las decisiones del Consejo seguirán apostando por la generación de valor, así como por el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios y del resto de los programas operativos, de estrategia y de ahorro, que permitan fortalecer la posición competitiva de la empresa en el sector.

PEMEX
Secretaría del Consejo de Administración

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Sesión 940 Ordinaria
23 de abril de 2019

A c u e r d o
CA-040/2019

I.2 Informe Anual de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales correspondiente al ejercicio 2018.

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVII y XXIX, y 113, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **aprobó** el Informe Anual de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, correspondiente al ejercicio 2018.

Lic. Alejandro Morales Becerra
Secretario

GOBIERNO DE
MÉXICO

PETRÓLEOS MEXICANOS
Informe Anual 2018

PEMEX®

Presentación

El Director General de Petróleos Mexicanos, conforme a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos presenta al Consejo de Administración, el Informe Anual sobre la gestión de la empresa, correspondiente al ejercicio 2018, con la finalidad de obtener de éste, su aprobación y posterior entrega al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, por conducto del Presidente del Consejo de Administración.

Como empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos continúa siendo la empresa más relevante a nivel nacional y en la industria del petróleo y gas, una de las más representativas en el contexto internacional. En este marco, el presente informe comprende una descripción de sus principales operaciones, su infraestructura, los mercados en los que tiene presencia, así como los aspectos estratégicos más relevantes que sustentan su Plan de Negocios.

La participación de las Empresas Productivas Subsidiarias que la conforman, en los diversos campos de especialidad que confluyen en las cadenas de valor del crudo y del gas, rigen su accionar en estricto apego a los principios de transparencia y rendición de cuentas, cuya finalidad está orientada a la generación de valor.

La actividad preponderante está concentrada en sus áreas de exploración y producción de hidrocarburos, donde se mantuvo el nivel de incorporación de reservas 3P; en el procesamiento de crudo, continuó el programa de mantenimiento en sus refinerías para restituir su capacidad operativa; en materia de logística, se fortaleció el proceso de asignación de infraestructura para el acceso a terceros; y en las áreas comerciales, se pusieron en práctica iniciativas para ofrecer mejores alternativas al consumidor final.

En cuanto al rubro de seguridad industrial, destaca una tendencia descendente en el índice de frecuencia de accidentes y por tercer año consecutivo alcanzó un nivel mínimo. En lo referente a los aspectos de protección ambiental, se registró una disminución de las emisiones contaminantes en las diversas instalaciones, acorde a los compromisos adquiridos por México a nivel internacional.

Dentro de los aspectos financieros más relevantes destacan una menor pérdida neta del ejercicio alcanzando 180 mil millones de pesos, el EBITDA se incrementó 19.5%, el endeudamiento neto fue 64% menor al autorizado y el balance financiero mejoró en 22%, respecto al aprobado por el Congreso de la Unión. Los resultados obtenidos fueron consecuencia de la puesta en práctica de medidas de ahorro, uso racional de recursos y una estricta disciplina presupuestaria.

Petróleos Mexicanos dio durante todo el año y sigue impulsando su Programa de *Compliance*, de cumplimiento normativo y anticorrupción, por medio de actividades relacionadas con la capacitación del personal involucrado en este tema.

El ritmo de crecimiento basado en el entorno normativo que prevaleció en los años recientes, no ha sido suficiente a la luz de los requerimientos de la empresa. En este sentido, es deseable enfocar los esfuerzos en el planteamiento de un nuevo modelo que posicione a Petróleos Mexicanos como un pilar de la economía nacional para alcanzar, en el corto plazo, la autonomía energética del país, en un entorno de austeridad y eficiencia requeridos por la nueva administración.

Norma Rocío Nahle García
Presidente del Consejo de Administración

Octavio Romero Oropeza
Director General

Presentación

Contenido

1.	**Resumen ejecutivo**	**5**
2.	**Perfil de Petróleos Mexicanos**	**11**
2.1.	Órgano de gobierno	14
2.2.	Gestión corporativa	15
2.3.	Infraestructura	20
2.4.	Mercado	22
2.5.	Estrategia y perspectivas	26
3.	**Exploración y producción de hidrocarburos**	**32**
3.1.	Exploración, desarrollo y reservas	32
3.2.	Producción de crudo y gas natural	36
3.3.	Asociación, migraciones y rondas	40
3.4.	Perforación y servicios	47
4.	**Refinación, proceso de gas y petroquímica**	**48**
4.1.	Transformación industrial	48
4.2.	Etileno	55
4.3.	Fertilizantes	57
5.	**Logística y comercialización**	**59**
5.1.	Logística	59
5.2.	Comercialización	63
6.	**Seguridad industrial y protección ambiental**	**68**
6.1.	Seguridad industrial	68
6.2.	Protección ambiental	71
7.	**Información financiera**	**76**
7.1.	Estados financieros	76
7.2.	Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	81
7.3.	Ejercicio del presupuesto	85
8.	**Gobierno corporativo**	**89**
8.1.	Sistema de control interno	89
8.1.1.	Programa de *Compliance*	89
8.1.2.	Administración de riesgos empresariales	90
8.1.3.	Transparencia	93
8.1.4.	Modelo operativo basado en administración por procesos	94
8.2.	Responsabilidad social corporativa	95
9.	**Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2018**	**97**
10.	**Información general**	
10.1.	Dictamen del auditor externo a los estados financieros	
10.2.	Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales	

Glosario

1. Resumen ejecutivo

La expropiación petrolera cumplió su 80 aniversario en el 2018. Durante este periodo, Petróleos Mexicanos se ha fortalecido con personal cada vez más capacitado y comprometido con la empresa, ha crecido en infraestructura, ha contribuido de manera preponderante con las finanzas del país y ha sostenido el abasto de productos energéticos básicos. En el ámbito internacional, está incluida en el grupo de las diez mayores empresas de la industria del petróleo y del gas y en el contexto nacional, donde a partir de los cambios en la regulación del sector energético se han incorporado paulatinamente empresas privadas, su presencia sigue siendo preponderante, ya que participa desde la exploración y producción primaria de crudo y gas hasta la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos.

El total de plazas ocupadas en Pemex alcanzó una cifra de 124,818, al 31 de diciembre de 2018. En materia de nuevas prácticas de procura, que se han venido implantando en Pemex desde 2016, los ahorros obtenidos en 2018 alcanzaron un monto superior a 16 mil trescientos millones de pesos, por nuevas contrataciones. Asimismo, se incorporó a testigos sociales en seis procedimientos de contratación, además que el 64% de las compras y contratos se adjudicaron mediante procesos de licitación.

Durante 2018, las cotizaciones de los crudos marcadores, a las que está asociado el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación, continuaron su tendencia alcista hasta octubre de ese año, para descender abruptamente a niveles similares a los de inicio de 2017. El factor al alza fue la continuidad de la política de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, de limitar su producción de crudo; y en contraparte, la disminución fue por efecto de la creciente producción de crudo en Estados Unidos. En promedio, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación tuvo un incremento de 31.1%, respecto al año previo, ubicándose en 61.34 dólares por barril.

En el contexto de las reformas al marco regulatorio, que abrieron nuevas oportunidades para Pemex, los resultados se materializaron en exploración y producción principalmente, a través de 22 contratos mediante asociaciones con otras empresas, migraciones en algunos campos y participación en las rondas de licitación de bloques, aunque estuvieron limitados por la curva de aprendizaje en la implementación de los instrumentos de la Reforma Energética, lo que motivó un cambio de enfoque por parte de la nueva administración.

El Plan de Negocios 2017-2021 continuó siendo referencia para las estrategias que Pemex desarrolló durante 2018. periodo en que se dio cumplimiento a algunas de las metas establecidas, principalmente las concernientes a: balance financiero, incorporación de reservas 3P, producción de crudo, seguridad industrial y la emisión de dióxido de carbono equivalente.

La nueva dinámica que tomará el sector energético nacional marcará el rumbo del nuevo Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, en el que se incorporarán premisas de austeridad y eficiencia, en un marco de soberanía y seguridad energéticas y de sustentabilidad.

En las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, se intensificó la actividad realizada durante 2018, con un incremento de 105% respecto al 2017 en pozos terminados, principalmente en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido. La reserva 3P (probadas + probables + posibles) incorporada alcanzó un volumen preliminar de 1,170 millones de barriles de petróleo crudo equivalente[1], a la par del resultado obtenido en 2017 de 1,194 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con los resultados de los pozos Ixachi-1DL y Doctus-1DL, se confirmó una mayor extensión de los campos Ixachi y Doctus, respectivamente, incorporando entre ambos una reserva 3P del orden de 957 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En total, las reservas probadas (1P), al 1 de enero de 2019, suman 7,010.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Respecto a la producción de petróleo crudo, el volumen alcanzado durante 2018 fue de 1,833 miles de barriles diarios, 1.2% superior a la meta de 1,811 miles de barriles diarios establecida en el Plan de Negocios. El volumen exportado fue de 1,184 miles de barriles diarios y 605 miles de barriles diarios se enviaron al Sistema Nacional de Refinación para su procesamiento.

En gas natural, la producción total fue de 4,847 millones de pies cúbicos diarios. Se logró alcanzar un mayor aprovechamiento de gas natural, con 96.3%, mejorando en 0.6 puntos porcentuales respecto a 2017.

El Sistema Nacional de Refinación continuó con tendencia a la baja en el procesamiento de crudo, alcanzando 612 miles de barriles diarios, volumen 20% menor al procesado en 2017, principalmente por el deterioro en la confiabilidad de sus activos. Para revertir esta problemática, se emprendieron mantenimientos profundos en las refinerías de Madero y Minatitlán. La producción de petrolíferos y gas licuado se contrajo de manera similar, totalizando 629 miles de barriles diarios en 2018. Para mejorar esta situación, se tiene planteado desplegar un mayor esfuerzo en mantenimientos en todo el Sistema Nacional de Refinación.

Asimismo, el volumen procesado de gas húmedo en los complejos se redujo 8.8% respecto al año anterior, al totalizar 2,951.9 millones de pies cúbicos diarios, dando como resultado una producción de 2,418.2 millones de pies cúbicos diarios de gas seco. Las causas de esta disminución fueron similares a las del año anterior: menor oferta de gas húmedo amargo del mesozoico y de gas húmedo dulce de Burgos, principalmente.

La cadena de etano complementó su suministro de materia prima con propano y principalmente con etano de importación, estrategia que permitió mejores resultados respecto a la producción del resto de los petroquímicos. En total, se obtuvieron 1,830 mil toneladas en Pemex Etileno, cifra inferior solo en 3% a la del año previo.

1 Información preliminar sujeta al dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

La producción de fertilizantes sufrió un descenso importante, sobre todo la de amoniaco, cuyo volumen fue 151 mil toneladas durante 2018, inferior en 70% respecto a 2017, derivado de una falta en el suministro de su principal insumo, el gas seco, así como por problemas operativos en sus plantas de proceso.

En las cadenas de crudo y gas es de vital importancia contar con el apoyo logístico para el transporte, almacenamiento y distribución de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos que interconectan los puntos de producción, los de procesamiento y los de consumo. En el 2018, la inyección de petróleo crudo y productos petrolíferos fue de 2,496 miles de barriles diarios en los sistemas de transporte de hidrocarburos, el transporte de gas natural totalizó 5,225 millones de pies cúbicos diarios y se movieron 152 mil barriles diarios de gas licuado.

Cabe mencionar que el robo de combustibles continuó creciendo sin menoscabo de los notables esfuerzos hechos para atacar tanto la oferta como la distribución de combustibles robados, lo que motivó desplegar en el mes de diciembre una estrategia en coordinación con diversas autoridades para frenar este ilícito, que modificó la manera de distribuir los petrolíferos en todo el país.

Si bien continúa la penetración en el mercado de particulares para la distribución y venta de petrolíferos, Pemex sigue siendo la primera opción. En 2018, se pusieron a disposición del mercado 1,315 miles de barriles diarios de productos petrolíferos, de los cuales correspondieron 764 miles de barriles diarios de gasolinas y diésel con un volumen de 331 miles de barriles diarios; además de 2,064 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

En el mercado petroquímico, Petróleos Mexicanos disminuyó la colocación de productos, alcanzando 3,781 miles de toneladas, resultado 8% menor al del año anterior.

Las principales operaciones asociadas al comercio exterior fueron la exportación de petróleo crudo con un volumen de 1,184 miles de barriles diarios (1% superior al año previo) y la importación de gas natural seco con un promedio de 1,317 millones de pies cúbicos diarios (25% menor al de 2017). Adicionalmente, las compras en el exterior de petrolíferos y gas licuado totalizaron 980 miles de barriles diarios, crecimiento con relación al 2017 de 4.8%. En conjunto, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos durante 2018 acumuló un déficit de 3,384 millones de dólares, monto 14% menor al registrado en 2017.

En materia de seguridad industrial, el desempeño de la empresa continúa mejorando, con un mínimo por tercer año consecutivo. Durante 2018, el índice de frecuencia acumulado para su personal registró un descenso notable que se reflejó en 0.25 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo.

Respecto al cuidado del medio ambiente, Pemex logró disminuir a 37.8 millones de toneladas sus emisiones de dióxido de carbono equivalente a la atmósfera, cifra menor a la acumulada en 2017 en 4.8%. En otros rubros, como emisión de óxidos de azufre y uso de agua cruda, también se obtuvieron reducciones durante 2018.

Los resultados financieros de la empresa mejoraron su desempeño en 2018, como resultado de dar continuidad a las medidas estrictas para controlar el gasto, reducir la deuda y eficientar sus operaciones.

Durante 2018, el EBITDA[2] totalizó 551,652 millones de pesos, por efecto del incremento en los precios de los productos comercializados en ventas nacionales y de exportación, impactando positivamente el flujo de efectivo en 19.5% respecto a 2017.

El resultado neto del ejercicio 2018 se reflejó en una pérdida de 180,419 millones de pesos, lo que representó una mejora en aproximadamente 100 mil millones respecto al año previo.

El endeudamiento neto alcanzado en 2018 fue de 52 mil millones de pesos, que representa únicamente el 36% del monto autorizado por el Congreso de la Unión y fue menor en 13% respecto al 2017, en términos reales.

El balance financiero autorizado por el Congreso para el 2018 fue de -79 mil millones de pesos. El registrado al final del ejercicio presupuestal totalizó -62 mil millones de pesos.

Pemex continuó con su empeño en fortalecer el sistema de control interno. Como actividades relevantes destacan la inducción del personal al Programa *Compliance*, que incluyó diversos cursos y la adhesión a los códigos de ética y conducta y el establecimiento de un Comité de Ética y una Línea de denuncias anónimas.

En el ámbito de los riesgos empresariales, se conformó un inventario de aquellos más relevantes para la consecución de las actividades de la empresa y su atención continúa bajo el Marco de Administración de Riesgos de la Empresa, instituido desde el 2015.

A finales de 2017, se incorporaron cambios importantes en el Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos y se instalaron en su totalidad los Grupos Rectores de Proceso.

No menos importante fueron las acciones en materia de responsabilidad social corporativa, dirigidas a la obtención de la Licencia Social para Operar, instrumento relevante para realizar las actividades de su cadena de valor en las distintas comunidades donde Pemex tiene presencia. Los apoyos autorizados durante el 2018 ascendieron a 1,323 millones de pesos.

Indicadores

Precios

Indicador	2017	2018
WTI (US$/b)	50.77	65.17
Brent (US$/b)	54.19	71.28
Mezcla Mexicana de Exportación (US$/b)	46.79	61.34
Gas natural seco (US$/MMBtu)[1]	2.96	3.14

1 Precio Henry Hub.

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.

Operativos

Indicador	2017	2018
Reservas probadas totales (MMbpce)[1]	7,695	7,010
Incorporación de reservas 3P (MMbpce)[2]	1,194	1,170
Producción de petróleo crudo (Mbd)[3]	1,948	1,833
Producción de gas natural (MMpcd)[4]	5,068	4,847
Proceso de gas (MMpcd)	3,237	2,952
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	767	612
Producción de petrolíferos y gas licuado (Mbd)[5]	915	741
Producción de petroquímicos (Mt)[6]	9,420	7,650
Ventas de productos petrolíferos (Mbd)[7]	1,408	1,315
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	4,119	3,781
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,174	1,184

1 Información al 31 de diciembre.

2 Información preliminar sujeta a la dictaminación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

3 Incluye condensados producidos en campos.

4 Incluye nitrógeno y CO_2.

5 Para 2018 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (628.5 Mbd), gas licuado de los complejos procesadores de gas (110.1 Mbd), gas licuado de Pemex Exploración y Producción (2.0 Mbd).

6 Producción bruta. Para 2018 incluye la producción de Pemex Transformación Industrial por 5,296.2 Mt (del SNR 499.6 Mt, de los complejos procesadores de gas 3,819.3 Mt, de los complejos petroquímicos 977.3 Mt); de Pemex Etileno 1,830.3 Mt y de Pemex Fertilizantes 523.2 Mt.

7 No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2017	2018
Balance financiero	-93,741	-61,811
Deuda consolidada	2,037,876	2,082,287
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	2.8	2.2
Total de ventas	1,397,029	1,681,120
EBITDA[1]	461,658	551,652
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	33.0	33.0
Rendimiento (pérdida) de operación	104,724	367,401
Ingreso financiero	16,166	31,557
Costo financiero	117,644	120,727
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	52,129	281,159
Pérdida neta	280,851	180,419
Total del activo	2,132,002	2,075,197
Total del pasivo	3,634,355	3,534603
Total del patrimonio	-1,502,353	-1,459,406

1 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

A 80 años de la expropiación petrolera en México, Petróleos Mexicanos (Pemex) es la empresa que más contribuye a la generación de valor para la sociedad, factor esencial para el funcionamiento y desarrollo del país, en especial de las regiones petroleras. En el ámbito internacional, es una de las empresas petroleras más grandes y está reconocida como la marca que más valor representa en América Latina.

Las actividades productivas de la cadena de valor de Pemex cubren la exploración, desarrollo y producción primaria de crudo y gas, la transformación, transporte, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, así como la prestación de servicios relacionados con la industria.

Desde 2015, Pemex opera como Empresa Productiva del Estado, participando de manera relevante en actividades del sector energético e industrial del país, con una mayor autonomía de gestión, más transparencia en su administración, rendición de cuentas a los ciudadanos y mejor aprovechamiento de los recursos tecnológicos disponibles.

Con base en las oportunidades del entorno regulatorio nacional, Petróleos Mexicanos ha logrado materializar, principalmente, alianzas y *farm-outs* con empresas del ramo, nacionales y extranjeras, para complementar sus requerimientos de inversión, ampliar su base de conocimiento e incorporar tecnología de vanguardia.

A fin de alinear su estructura a los requerimientos del mercado e incrementar la eficiencia operativa, Pemex experimentó una reestructuración, que fortaleció los aspectos corporativos y organizó sus operaciones mediante Empresas Productivas Subsidiarias (EPS).

Este ajuste implicó pasar de cuatro Organismos Subsidiarios en 2014 a siete Empresas Productivas Subsidiarias en 2015. Al cierre de 2018, como resultado de la desaparición de Cogeneración y Servicios, se tenían seis Empresas Productivas Subsidiarias con los siguientes ámbitos de competencia:

- Pemex Exploración y Producción (PEP): Tiene a su cargo la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero.
- Pemex Perforación y Servicios (PPS): Fue creada para proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera.
- Pemex Transformación Industrial (PTRI): Participa preponderadamente en la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

- Pemex Logística (PLOG): Se encarga de prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos y otros servicios relacionados a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y terceros, aprovechando la amplia infraestructura distribuida en todo el país.
- Pemex Etileno (PE): Su propósito es producir, distribuir y comercializar algunos derivados del metano, etano y propileno por cuenta propia o de terceros.
- Pemex Fertilizantes (PF): Participa en la producción, distribución y comercialización de amoniaco, fertilizantes y sus derivados.

Las operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos derivados en los mercados internacionales se realizan con el apoyo de la principal filial de Pemex, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI), que cuenta con diversas empresas prestadoras de servicios administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado.

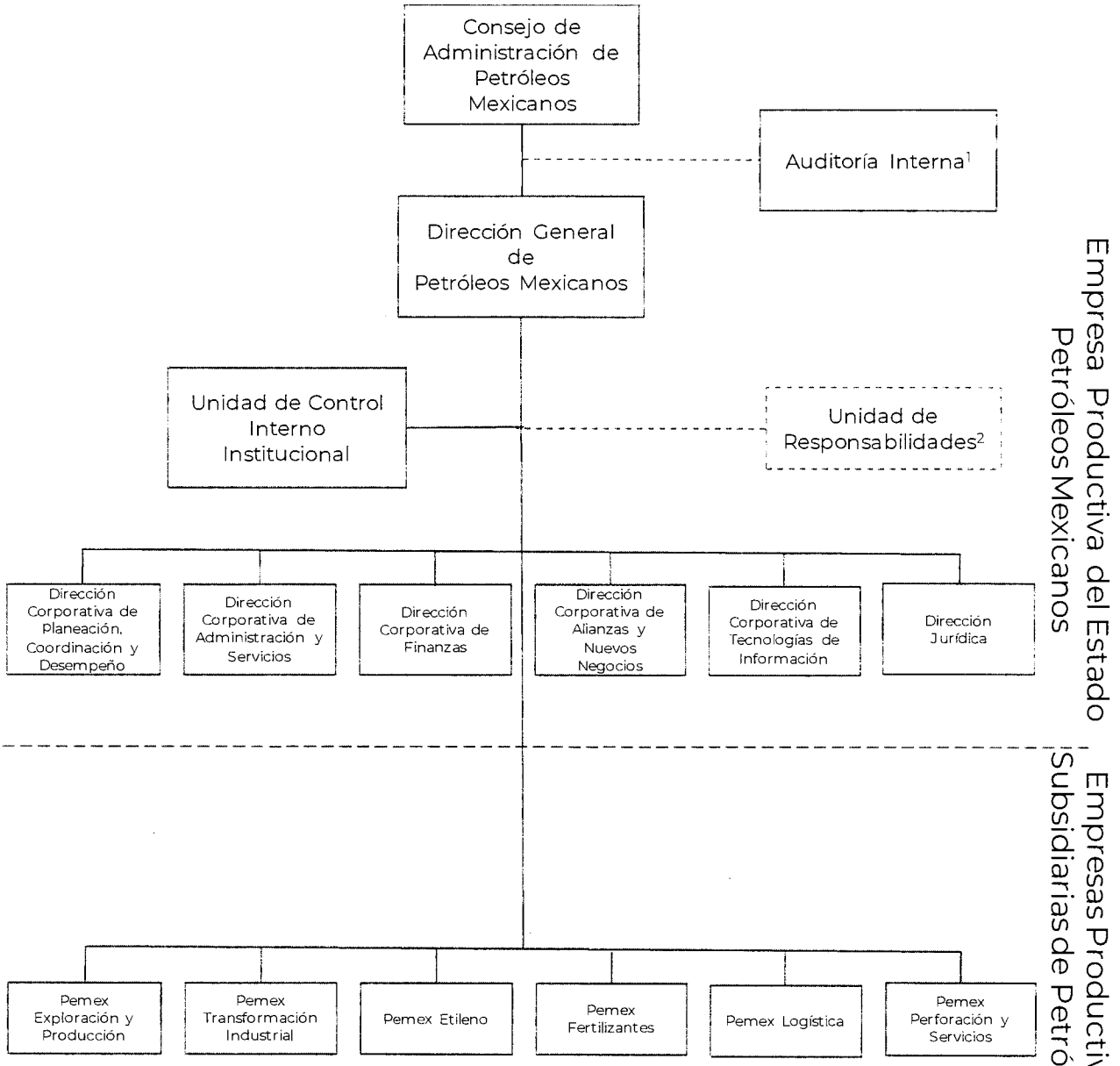
Asimismo, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales tienen participación accionaria en empresas[3] variadas, para cumplir de manera eficaz y eficiente sus objetivos.

De manera complementaria, la estructura organizacional estaba conformada por seis direcciones, a saber: Planeación, Coordinación y Desempeño; Tecnologías de Información; Alianzas y Nuevos Negocios; Finanzas; Administración y Servicios, así como la Jurídica.

En los primeros meses de 2019, conforme a la política de austeridad a la que da énfasis la presente administración, se contempla la reorganización de la empresa buscando el óptimo aprovechamiento de los recursos disponibles y una mayor eficiencia operativa. Se contempla la fusión de Empresas Productivas Subsidiarias: Pemex Perforación y Servicios con Pemex Exploración y Producción y Pemex Etileno con Pemex Transformación Industrial. De la misma manera se procederá con la gestión corporativa, que agrupará sus funciones en cuatro direcciones, mientras que se racionalizarán las filiales para tener el menor número de ellas. Estos ajustes permitirán contar con una estructura centralizada ágil y eficiente, de un control más sencillo y una clara definición de funciones, mientras que las Empresas Productivas Subsidiaras podrán concentrarse en sus actividades operativas, lo que en conjunto privilegiará un mejor uso de los recursos disponibles.

3 La relación completa de las empresas se presenta en el apartado 10.2 Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales.

Estructura organizacional de Petróleos Mexicanos



Estructura vigente a diciembre de 2018.
1 La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría. Artículo 208 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.

2.1. Órgano de gobierno

El máximo órgano de gobierno de la empresa es el Consejo de Administración, conformado por cinco consejeros representantes del Estado y cinco consejeros independientes, tal como lo establece la Ley de Petróleos Mexicanos. Al mes de abril de 2019, sus integrantes son:

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Consejeros representantes del Estado

Consejero Presidente	Presidente Suplente
Ing. Norma Rocío Nahle García Secretaria de Energía	**Dr. Alberto Montoya Martín del Campo** Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía
Consejeros Propietarios	**Consejeros Suplentes**
Dr. Carlos Manuel Urzúa Macías Secretario de Hacienda y Crédito Público	**Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez** Subsecretario de Hacienda y Crédito Público de la SHCP
Dra. Graciela Márquez Colín Secretaria de Economía	**Mtro. Francisco José Quiroga Fernández** Subsecretario de Minería de la Secretaría de Economía
Mtra. Josefa González Blanco Ortiz Mena Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales	**Lic. Katya Puga Cornejo** Subsecretaria de Planeación y Política Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

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

Consejeros Independientes de Petróleos Mexicanos

Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra
Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana
Ing. José Eduardo Beltrán Hernández
Lic. Juan José Paullada Figueroa
Vacante

Secretario	Prosecretario
Lic. Alejandro Morales Becerra	Lic. Agustín Díaz Lastra

Actualizado al mes de abril de 2019.

El Consejo de Administración se apoya en cuatro comités cuyas atribuciones son:

- Comité de Auditoría: Dar seguimiento a la gestión y evaluación del desempeño financiero y operativo de la empresa; supervisar los procesos vinculados con la generación de información financiera, así como la ejecución de auditorías.

- Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones: Proponer el mecanismo de remuneración de los niveles jerárquicos superiores; generar y establecer las políticas de contratación, de la evaluación del desempeño, y remuneraciones del resto del personal; y proponer convenios de capacitación, certificación y actualización con instituciones formativas.
- Comité de Estrategia e Inversiones: Auxiliar en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones; analizar el plan de negocios y formular recomendaciones al respecto; y dar seguimiento a las inversiones que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.
- Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios: Opinar sobre propuestas, formular recomendaciones y opiniones en materia de contrataciones; aprobar los casos en que proceda la excepción a concurso abierto, que se realicen con las Empresas Filiales; así como los programas anuales que revisa, se refieren a los de contrataciones; dar seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración; y revisar sus programas anuales.

2.2. Gestión corporativa

Servicios personales

Un manejo más eficiente del personal, derivado de las necesidades prevalecientes del negocio, permitió la optimización de recursos, que impactó favorablemente el ejercicio presupuestal de servicios personales, principalmente sueldos y salarios, el cual al mes de diciembre de 2018 fue de 92.4 miles de millones de pesos, reflejando un ahorro de 791 millones de pesos[4], respecto al monto autorizado en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

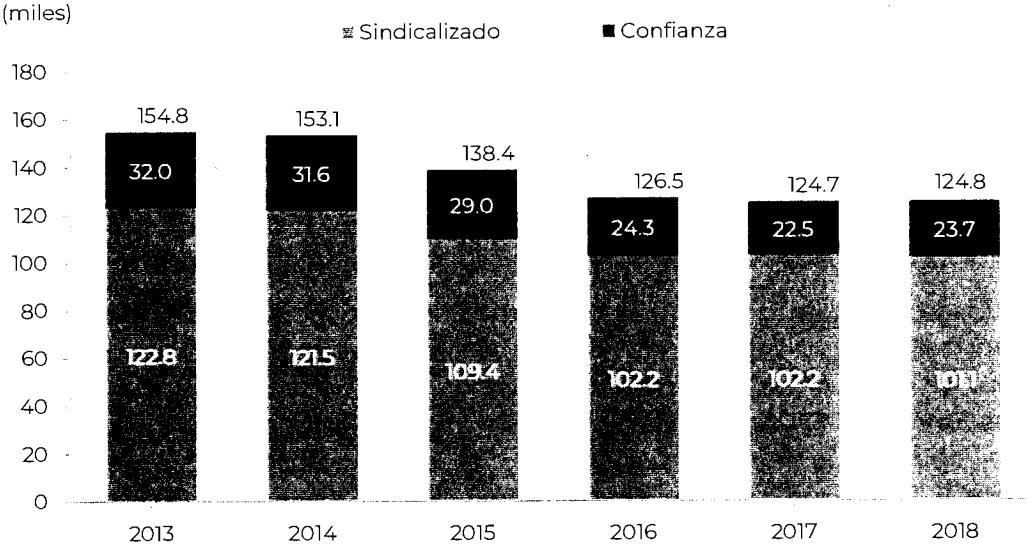
Al cierre de 2018 el total de plazas ocupadas fue de 124,818, de las cuales 23,711 fueron de confianza y 101,107 sindicalizadas, y no hubo personal contratado bajo el régimen de honorarios.

Se realizó la revisión salarial correspondiente al ejercicio 2018, dando como resultado un incremento directo al salario ordinario del 3.42% y 1.89% en prestaciones.

4 Con información reportada para la Cuenta Pública 2018.

Plazas ocupadas

(miles)



El desarrollo de personal a través de la transferencia de conocimientos tuvo un impulso importante, derivado de:

- Instrumentación e impartición de eventos de formación especializada en institutos y universidades de reconocida capacidad en la industria petrolera, auspiciados a través del Fondo Sectorial CONACYT – SENER, contando con la participación de más de 2,000 trabajadores, adscritos en áreas como ingeniería de yacimientos, perforación, producción, transporte de hidrocarburos, mantenimiento, geología y geofísica.
- Ejecución de 6,303 eventos formativos, impartidos conforme a las necesidades estratégicas de las áreas, contemplados en el programa anual de capacitación y adiestramiento de la empresa.
- Diseño e implementación de un modelo de formación especializada para supervisores en áreas operativas de la empresa. Dicho modelo tiene el propósito de desarrollar y fortalecer competencias de liderazgo y de supervisión de procesos, así como la formación de equipos de trabajo.

Servicios de salud

Pemex continuó impulsando prácticas médicas de acciones preventivas en su modelo integral de salud, en rubros como prevención y promoción de la salud, cuidado de salud en la mujer, promoción de estilos de vida saludable, programas preventivos antiadicciones, entre otros.

En materia de la "Vigilancia específica de la Salud de los Trabajadores", derivada de la exposición laboral, en 2018 se efectuaron 104,065 exámenes médicos periódicos.

Durante el 2018 se continuó con el programa dirigido a trabajadores de instalaciones costa fuera de Pemex, a través de la Campaña "Alza la voz, Todos Seguros, Todos Abordo", realizando un total de 79,524 revisiones para detectar aquellos trabajadores con problemas de salud previo a su inicio de labores, así como aquellos casos que no contaban con los medicamentos para el manejo de padecimientos crónico-degenerativos antes de abordar a sus instalaciones.

Conforme a las disposiciones de la Ley General de Salud, se obtuvo la certificación de 15 Unidades Médicas por parte del Consejo de Salubridad General, dentro de las que se incluyen ocho unidades de Primer Nivel de Atención y siete Hospitales, para dar un acumulado de 46, lo que representó el 92% del universo de instalaciones médicas susceptibles de ser certificadas, siendo el porcentaje más alto entre las instituciones del Sector Salud.

En cuanto a la productividad asistencial, el comportamiento es el siguiente:

Acción realizada	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consultas otorgadas	4,863,807	5,307,273	5,135,705	4,985,893	5,810,260	4,234,235
Intervenciones quirúrgicas	36,742	36,318	35,084	32,374	33,566	29,379
Egresos hospitalarios	78,843	67,016	64,298	60,815	65,161	59,852
Estudios de laboratorio	4,602,915	4,613,928	4,547,089	4,264,745	4,437,707	4,698,616
Nacidos vivos	4,306	4,238	4,076	3,443	3361	2,639
Trasplantes realizados	56	58	86	62	46	28

Respecto a las actividades de prevención médica, las acciones realizadas fueron:

Concepto	Total 2018
Dosis de vacunas aplicadas en la 1ª Semana Nacional de Salud	14,842
Dosis de vacunas aplicadas en la 2ª Semana Nacional de Salud	5,657
Dosis de vacunas aplicadas en la 3ª Semana Nacional de Salud	8,008
Dosis de vacunas aplicadas en programa permanente	148,824
Dosis de vacunas de Influenza aplicadas a todos los grupos de edad en el periodo	173,932
Total de vacunas aplicadas	**351,263**

Concepto	Total 2018
Detección de hepatitis B	28,362
Detección de hepatitis C	29,075
Detección de brucelosis	23,106
Detección de sífilis	28,029
Detección de Virus Inmunodeficiencia Humana (VIH)	32,283
Detección de tuberculosis	11,948
Detección de cólera	933
Detección de dengue, zika y chikungunya	445
Total de enfermedades transmisibles detectadas	**154,181**

Concepto	Total 2018
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de 40 a 49 años	8,436
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de 50 a 69 años	18,738
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de otros grupos de edad	3,527
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de todas las edades	**30,701**
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer cervicouterino en mujeres de 25 a 64 años	29,944
Estudios de tamizaje para detección de cáncer cervicouterino en mujeres de otros grupos de edad	6,634
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer cervicouterino en mujeres de todas las edades	**36,578**
Estudios de tamizaje para la detección de obesidad, hipertensión arterial y/o diabetes mellitus	259,227
Servicios de tamiz neonatal metabólico	2,639
Servicios de tamiz neonatal auditivo	2,639
Servicios de tamiz (metabólico y auditivo)	**5,278**

Procura y abastecimiento

Durante 2018 se realizaron contrataciones por un monto de 196,118 millones de pesos, 64% mediante concurso abierto, 35% por adjudicación directa y el resto a través de invitación restringida.

Las nuevas prácticas de procura implantadas en Pemex a partir de 2016, se han reflejado en la obtención de ahorros importantes para la institución. Durante el ejercicio 2018 se generaron 16,331 millones de pesos en ahorros derivados de nuevas contrataciones.

El uso del Sistema de Contrataciones Electrónicas de Pemex, privilegió la contratación de bienes y servicios bajo los principios de honradez, transparencia e igualdad en las actividades de procura. En este marco, con fundamento en lo que disponen los artículos 76, inciso III, párrafo segundo de la Ley de Petróleos Mexicanos y 44 de las Disposiciones Generales de Contratación, durante el ejercicio 2018 se designaron seis testigos sociales por el Grupo de Designación de Testigos Sociales, participando uno en los procesos de procura de Pemex Etileno y cinco en los de Pemex Exploración y Producción.

Como resultado del mayor número de procedimientos de contratación, se incrementó la cantidad de proveedores y contratistas registrados en la Herramienta Integral de Información de Proveedores[5], pasando de 8,604 en 2017 a 11,061 en 2018.

Por segundo año consecutivo, en 2018 se llevó a cabo el evento "El día del Proveedor" en la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, con la representación de 158 empresas y la asistencia de 234 personas, para dar a conocer a los proveedores y contratistas los proyectos estratégicos de la empresa y al propio tiempo, incentivar su participación.

Como parte de los mecanismos con que cuenta Pemex para simplificar sus procedimientos de contratación, se formalizaron 19 Acuerdos Referenciales que permiten suscribir con más de un posible proveedor las condiciones técnicas, comerciales y, en su caso, económicas que regulan las futuras contrataciones recurrentes de bienes, arrendamientos, obras y servicios.

Asimismo, se formalizaron 20 Contratos Preparatorios que otorgan, sin comprometer recursos presupuestales, la acreditación como fuente única de suministro por poseer la titularidad o licenciamiento exclusivo de la propiedad intelectual.

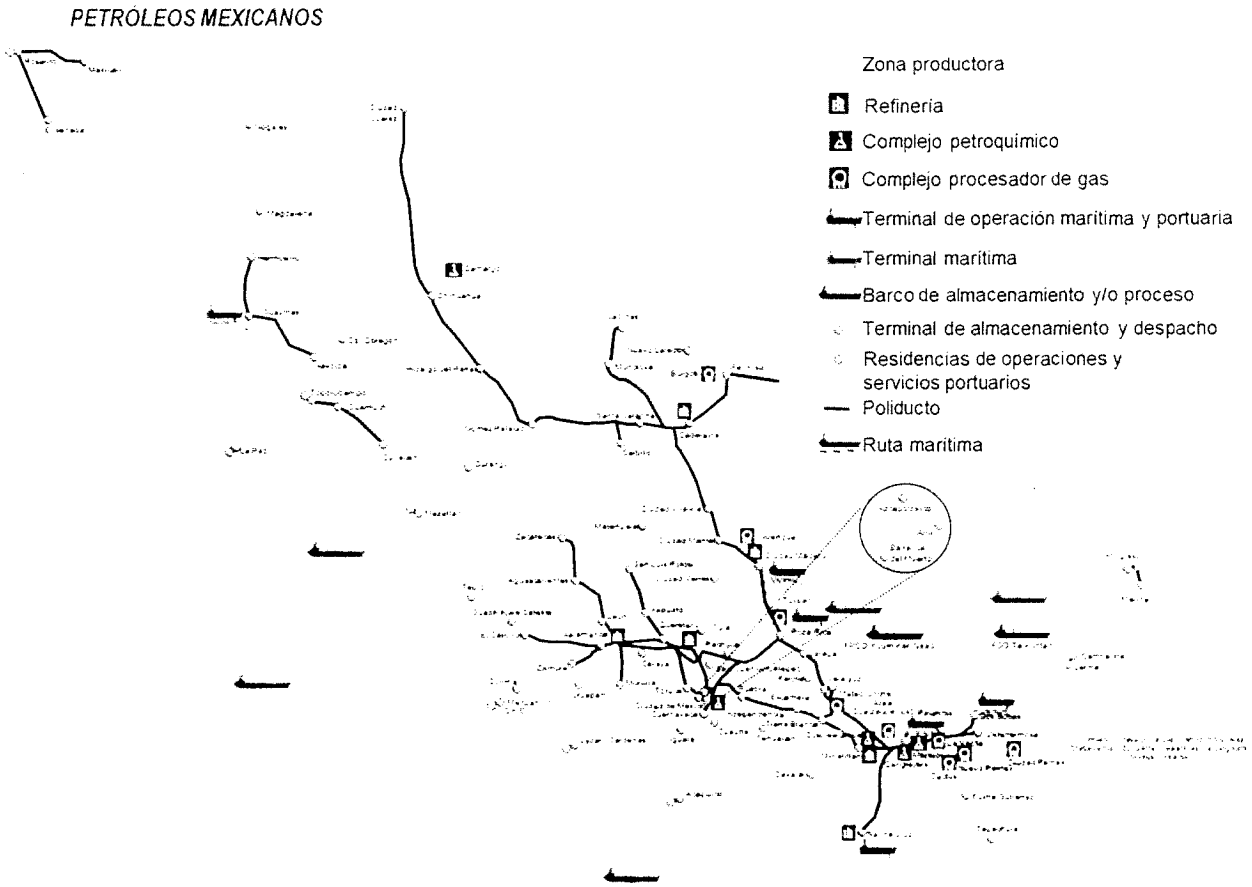
Combate al robo de hidrocarburos

Pemex es el más interesado en detener el robo de combustibles en el país, no obstante, en 2018 se registraron 14,910[6] tomas clandestinas que representa un incremento del 45% respecto de las reportadas en 2017, afectando directamente los ingresos y costos por la mitigación de daños colaterales.

Durante el periodo que se informa, Pemex atendió 2,252 denuncias por delitos relacionados con el mercado ilícito de combustibles, a través de la línea Pemex 01 800 2289660 o por medio del correo electrónico vigilante@pemex.com, lo que permitió que fueran aseguradas en flagrancia y presentadas a las autoridades correspondientes 1,085 personas y 6,771 vehículos. Asimismo, se recuperaron más de 25 millones de litros por concepto de aseguramiento de producto (hidrocarburo petrolífero o petroquímico).

5 Esta herramienta consolida información general y específica de las fuentes potenciales de procura y abastecimiento y permite realizar evaluaciones a su desempeño.

6 No incluye 56 tomas clandestinas en ductos de tercero administrados y mantenidos por Pemex.



2.4 Mercado

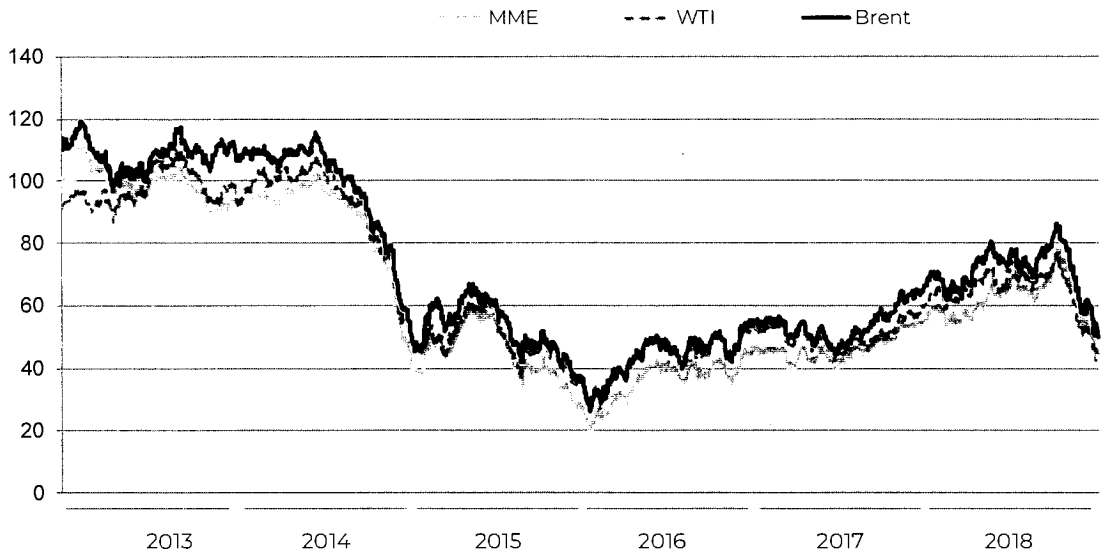
Petróleos Mexicanos es un participante significativo en el mercado internacional de hidrocarburos y en el contexto nacional prevalece como la primera opción para atender los requerimientos de hidrocarburos principalmente, además de ser un competidor en las ramas industriales de polietilenos, fertilizantes y petroquímicos diversos.

En el entorno internacional, su participación en la exportación de crudo ha venido disminuyendo paulatinamente, derivado de la menor producción de petróleo crudo. En contraste, las importaciones de petrolíferos han crecido significativamente, a causa del aminoramiento en las operaciones de refinación, por el deterioro en sus instalaciones.

Ambos mercados se ven influenciados por las variaciones de las cotizaciones de estos hidrocarburos a nivel internacional, donde el factor primordial es el precio de referencia de los crudos marcadores, *Brent* y *West Texas Intermediate* (*WTI*), que en los últimos años han experimentado variaciones importantes.

En el periodo comprendido de 2011 al primer semestre de 2014, los precios se mantuvieron en niveles récord, por arriba de los 100 dólares por barril, para el caso del *Brent* y superiores a 80 dólares por barril para el *WTI*, derivado principalmente por su correlación con un índice del dólar deprimido frente a otras monedas, así como por un periodo de expansión económica mundial que impulsó la demanda.

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



Sin embargo, a partir del mes de junio de 2014 y hasta enero de 2015, se registró la caída más pronunciada en las cotizaciones del crudo, como consecuencia de un fortalecimiento del dólar estadounidense y un exceso de oferta de crudo, derivado esencialmente por el crecimiento en la producción de crudo de lutitas (*shale oil*) de los Estados Unidos (EU), así como la debilidad mostrada por las economías de China, Japón y la Unión Europea. La caída en los precios del petróleo provocó grandes recortes de inversión, así como la bancarrota de empresas petroleras en el mundo, principalmente las asociadas a la producción de crudo de lutitas en los EU.

Posteriormente, entre los meses de febrero y mayo de 2015 se presentó un periodo de recuperación de los precios, debido a la reducción de la disponibilidad de crudo en el mercado y la debilidad del dólar estadounidense, que se vio interrumpido por una nueva caída en las cotizaciones de los crudos marcadores que se prolongó hasta inicios de 2016, a consecuencia de una rápida recuperación de la oferta de crudo en el mercado mundial, provocado por el regreso de empresas ligadas a la producción de crudo de lutitas de los EU, así como por el incremento de la producción de crudo de Irán, una vez que entró en vigor el acuerdo para el levantamiento de sanciones económicas por parte de las principales potencias mundiales.

Adicionalmente, las cotizaciones fueron afectadas por el fortalecimiento del dólar estadounidense ante la recuperación de la economía de los EU, la debilidad de las economías de China y Japón, así como los efectos en la economía de la Unión Europea, provocados por la crisis de deuda en Grecia.

El comportamiento de los precios del crudo a partir de febrero de 2016 y hasta principios de octubre de 2018, observó una tendencia de crecimiento, impulsado durante 2016 por perspectivas de una menor producción de crudo de los EU para 2016 y 2017, debido al deterioro en la industria de producción de crudo de lutitas, expectativas de mejora en la economía mundial, debilidad del dólar estadounidense y la limitación de la disponibilidad de crudo, derivado del acuerdo firmado en noviembre de 2016 para la reducción de la producción de crudo por parte de los países miembros de la OPEP y un grupo de países aliados, encabezados por Rusia, vigente a partir de enero de 2017. Lo último, para contener la participación de mercado de la creciente producción de crudo de los EU la cual, salvo en algunos periodos, no ha dejado de aumentar.

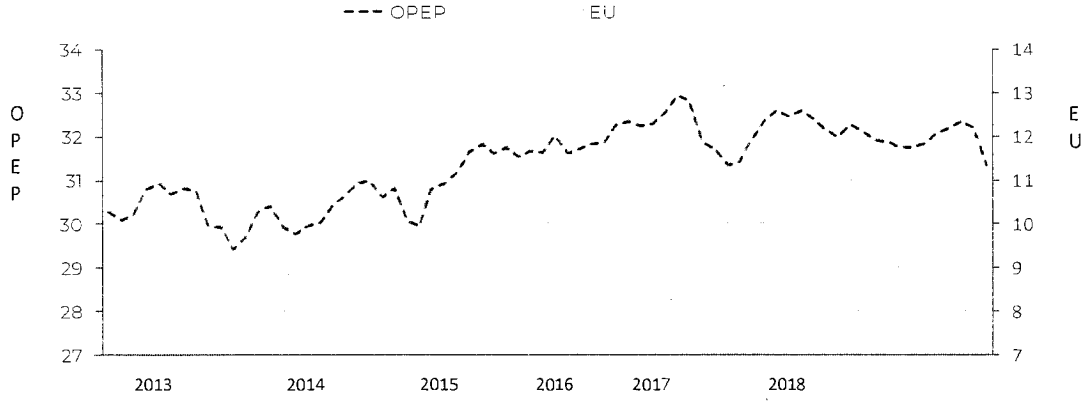
Durante 2017, los precios del crudo se beneficiaron por un panorama favorable de la economía mundial, principalmente en países como China e India, la debilidad del dólar estadounidense y el efecto en la oferta y los inventarios de crudo, del cumplimiento y extensión para 2018 del acuerdo para la reducción de la producción de los países de la OPEP y aliados.

En 2018, el precio del petróleo continuó con una tendencia al alza hasta la primera semana de octubre, debido a factores que influyeron sobre la oferta, como son: el acuerdo de reducción de la producción suscrito entre los países de la OPEP y aliados y la imposición de sanciones comerciales por parte de Estados Unidos sobre las exportaciones de petróleo de Irán y Venezuela.

A partir de la segunda semana de octubre y hasta diciembre del ejercicio que se informa, los precios de los crudos disminuyeron de forma importante, debido al aumento en la producción de petróleo de EU, la OPEP y Rusia, así como a la exención temporal por parte de los EU a ocho países de las sanciones impuestas a Irán, generando expectativas de una mayor oferta mundial de crudo en un entorno de menor crecimiento económico, causado principalmente por una desaceleración de la economía China y una disminución generalizada de la producción industrial. Adicionalmente, se registró un fortalecimiento del dólar estadounidense.

En 2018, el comportamiento promedio de las cotizaciones de los crudos fue: *WTI* 65.17 US$/b, Brent 71.28 US$/b y Mezcla Mexicana de Exportación (MME) 61.34 US$/b, que representó incrementos de 28.4%, 31.5% y 31.1%, respectivamente, comparando con lo alcanzado durante 2017.

Producción de crudo
(millones de barriles diarios)

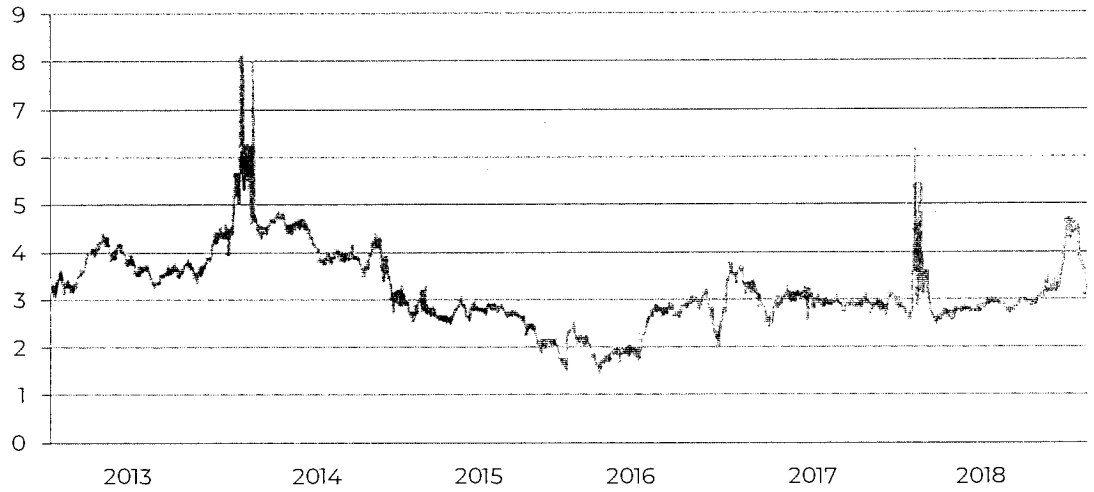


El mercado del gas natural seco presentó un comportamiento diferente al del petróleo crudo, fundamentalmente porque está regionalizado. Para México, el mercado relevante es el del sur de Estados Unidos, al cual nos une una amplia infraestructura de ductos para la importación de este energético, que complementa en gran parte la producción nacional. Los precios registrados en los últimos años en Henry Hub muestran estabilidad en una banda entre 2 y 4 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US$/MMBtu), con disrupciones de altos precios en algunos periodos invernales motivadas principalmente por efectos del clima.

En 2018 su promedio fue de 3.14 US$/MMBtu, superior en 0.18 US$/MMBtu (6%) al promedio de 2017 que se ubicó en 2.96 US$/MMBtu, derivado de un alto consumo de gas para calefacción durante los meses de enero, octubre y noviembre, a consecuencia de temperaturas más frías de lo normal en algunas zonas de los EU. Adicionalmente, se presentaron temperaturas más cálidas de lo normal en el verano, provocando un incremento en el consumo para generación de energía eléctrica, así como una disminución inusual en los inventarios de gas natural seco a partir de agosto y hasta el final del año.

Respecto a los precios de los productos refinados, en 2018 registraron un incremento derivado de un aumento moderado de su demanda en los EU y por el efecto de las alzas que se observaron en los precios del crudo en los mercados internacionales.

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



El precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM) alcanzó en 2018, un promedio de 79.7 US$/b, superior en 17.5 US$/b al promedio de 2017.

Con relación al promedio del precio del diésel de ultra bajo azufre (UBA) en la CNGM, en 2018 se ubicó en 86.3 US$/b, aumentando en 17.4 US$/b, respecto al promedio de 2017.

2.5. Estrategia y perspectivas

El Programa Sectorial de Energía (PROSENER) deriva del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), en el marco del Sistema Nacional de Planeación Democrática del país. El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos forma parte de este sistema y se alinea al PROSENER y al PND.

El Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 se publicó en mayo de 2013 y la Reforma Energética se aprobó en diciembre de ese mismo año. Con la Reforma Energética se buscaba, entre otros aspectos, "... garantizar que, frente a las nuevas realidades tecnológicas, económicas y ambientales, Petróleos Mexicanos pueda incrementar substancialmente sus niveles de producción de petróleo, gas, derivados y refinados, así como participar en la exploración de nuevas reservas..."[7].

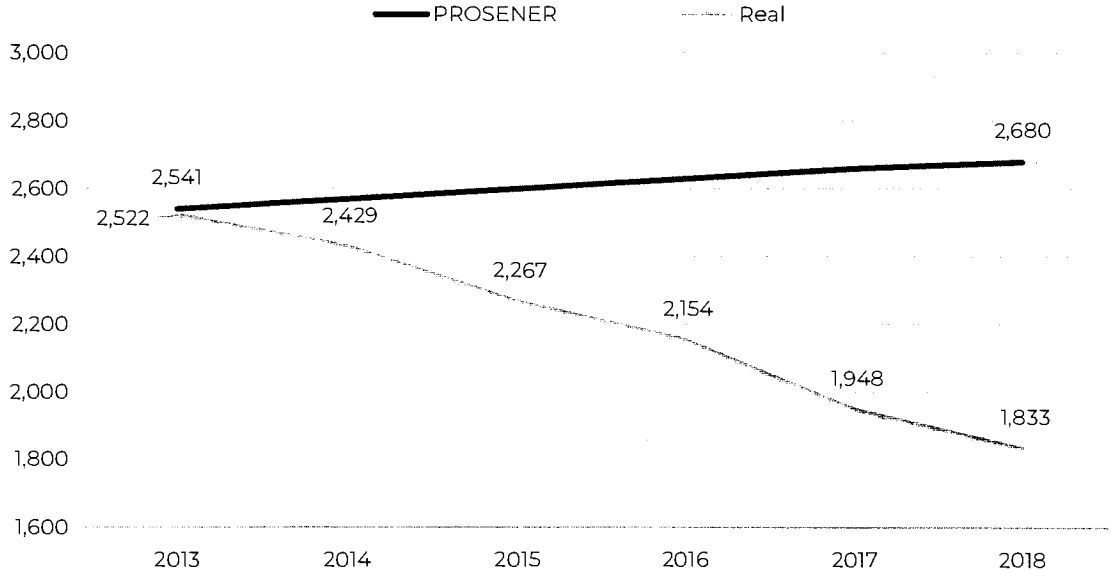
7 Iniciativa del 8 de abril de 2013 del Ejecutivo Federal para la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.

El PND 2013-2018 no se actualizó conforme a las nuevas premisas establecidas por la reforma; sin embargo, anualmente se revisaban sus metas para los años intermedios, de acuerdo con el avance en la curva de aprendizaje de la implantación de la reforma, la situación del entorno y los resultados obtenidos, que no fueron favorables. En consecuencia, la brecha entre las expectativas de la reforma y los resultados, e incluso con respecto a las metas del PND 2013-2018, se amplió gradualmente.

En el PROSENER se establecieron para Petróleos Mexicanos siete indicadores con sus respectivas metas; como resultado de la reestructuración derivada de la Reforma Energética, cuatro de dichos indicadores permanecieron bajo la responsabilidad de Petróleos Mexicanos: producción de petróleo crudo, producción de gas natural, rendimiento de gasolinas y destilados y desplazamiento del uso de agua cruda.

- Para el petróleo crudo se contemplaba incrementar la producción de una línea base de 2,541 miles de barriles diarios (Mbd) en 2013 a 2,680 Mbd en 2018[8]. En ese último año, la producción de petróleo crudo fue de 1,833 Mbd, 31.6% inferior a lo contemplado.

Producción de petróleo crudo[1]
(miles de barriles diarios)

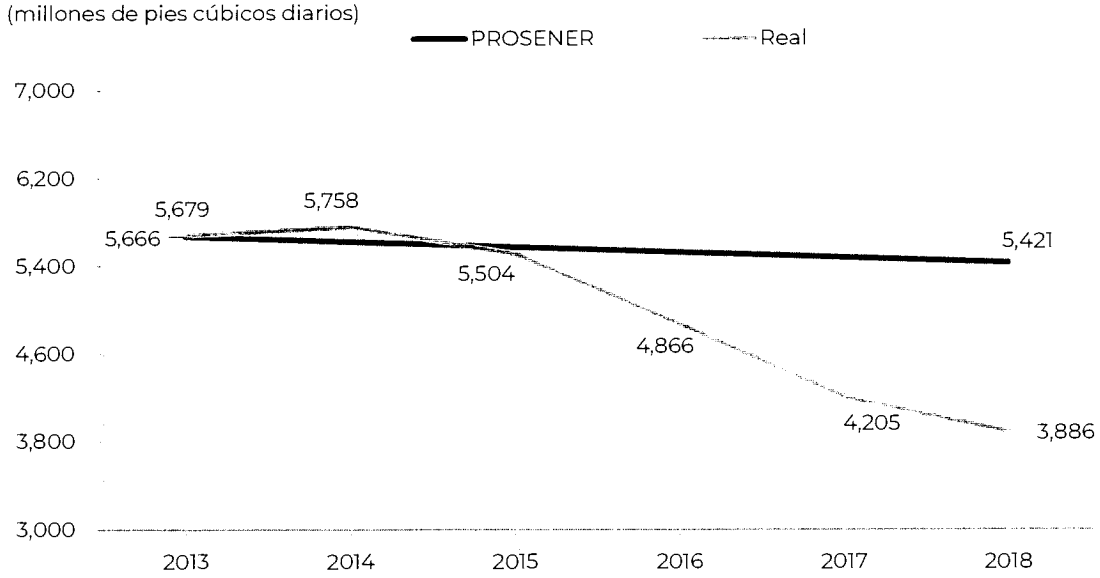


1 Lo realizado en 2018 incluye condensados producidos en campos.

8 Meta establecida en el Programa Sectorial de Energía.

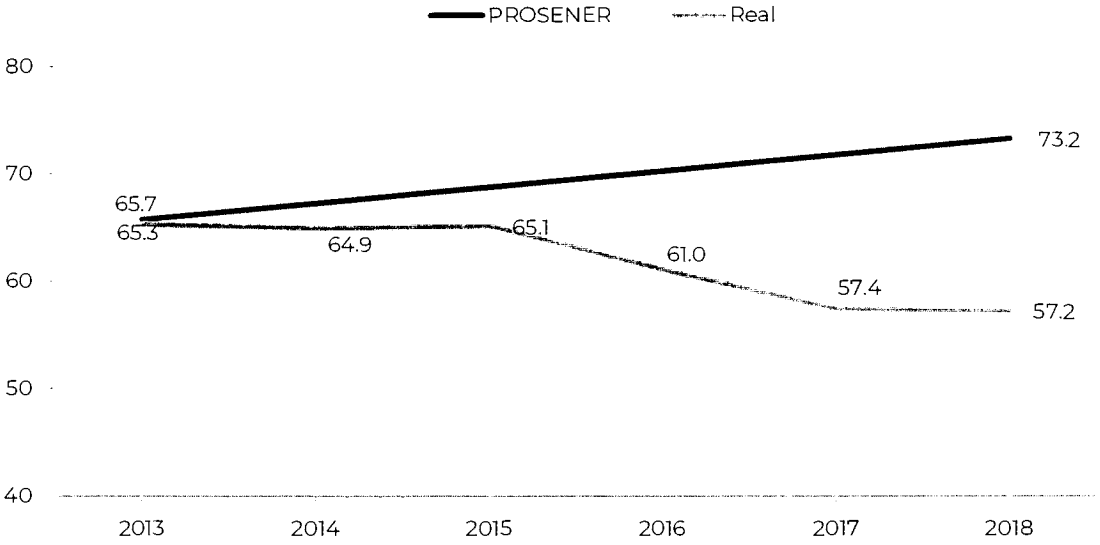
- La producción de gas natural contaba con una línea base de 5,666 millones de pies cúbicos diarios, una meta de 5,421 MMpcd para 2018 y el resultado obtenido fue de 3,886 MMpcd, sin incluir nitrógeno, 31.4% por debajo de lo previsto.

Producción de gas
(millones de pies cúbicos diarios)



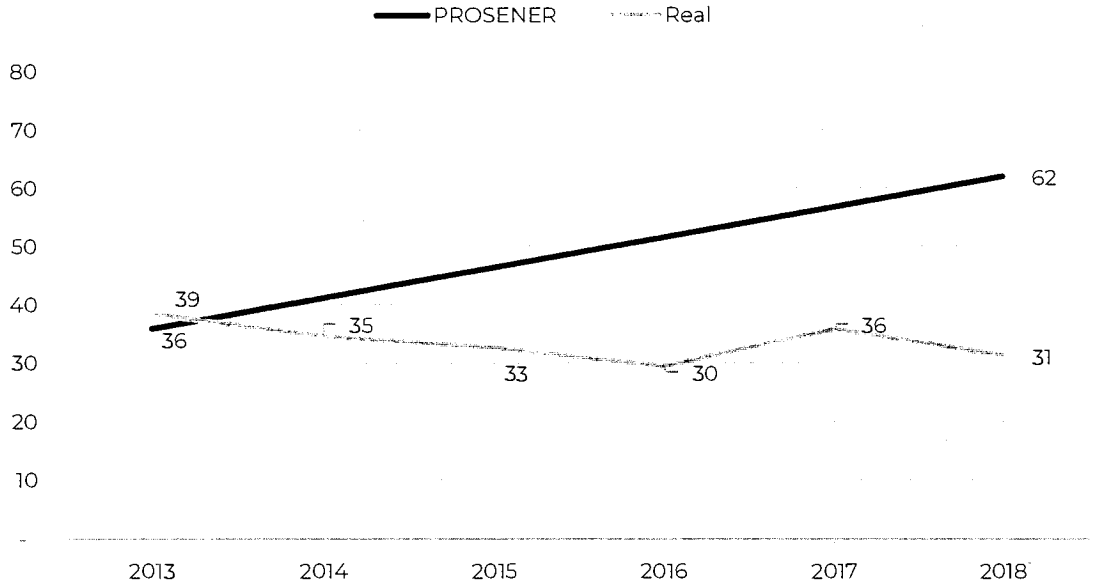
- El rendimiento de gasolinas y destilados (diésel y turbosina) consideró 65.7% de línea base con una meta de 73.2%. En 2018 se tuvo un rendimiento de 57.2%, lo que significó 16 puntos porcentuales menos.

Rendimiento de gasolinas y destilados
(porcentaje)



- El desplazamiento del uso de agua cruda preveía 62 millones de metros cúbicos (MMm^3) de agua tratada de reúso empleada en Pemex, con una línea base de 36 MMm^3. En 2018, el desplazamiento fue 31.3 MMm^3.

Reúso de agua
(millones de metros cúbicos)



Esta tendencia no solo se reflejó en las metas anteriores, sino en otros muchos aspectos relevantes de la empresa durante la administración anterior, que en este documento se presentan en las tablas y gráficas con datos de 2013 a 2018. Como referencia, la información de los últimos 10 años está contenida en el Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos, disponible en el portal de internet de la empresa:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2017_es.pdf

En lo que respecta al Plan de Negocios, Petróleos Mexicanos elaboró sus planes para los periodos 2014-2018, 2016-2020 y 2017-2021 y en su caso actualizó anualmente sus metas.

Para 2018, las actividades de Petróleos Mexicanos se desarrollaron en el marco del rumbo establecido para la empresa en el Plan de Negocios 2017-2021[9]. Este documento, con la rentabilidad como eje rector, estableció medidas que buscaban capitalizar las oportunidades de la Reforma Energética de 2013, relativas a establecer alianzas y asociaciones, para focalizarse en actividades estratégicas, así como para fortalecer la eficiencia y eficacia operativas.

9 El Plan de Negocios 2017-2021 fue aprobado por el Consejo de Administración en la sesión 913 extraordinaria del 24 de octubre de 2016.

Un manejo disciplinado de los recursos, así como la implementación de estrategias financieras permitieron a Pemex alcanzar la mayoría de las metas financieras y operativas establecidas en el Plan de Negocios para 2017 y 2018. Lo anterior, en un entorno de la industria que, si bien mostró recuperación en los precios del crudo y un mayor dinamismo en los mercados, siguió viéndose afectado por la curva de aprendizaje en la implementación de los instrumentos de la Reforma Energética.

- La estrategia de Pemex hasta mediados de 2018 fue apoyarse en las herramientas creadas por la Reforma Energética, en un mercado cada vez más competido, para diversificar sus riesgos y aprovechar la participación de terceros, a fin de reforzar sus programas de inversión y con ello complementar su portafolio de recursos prospectivos. El objetivo era incorporar nuevas reservas, aumentar la producción, mejorar los términos fiscales de la empresa y diversificar sus fuentes de financiamiento, a la vez que se buscaba incorporar nuevas tecnologías para el desarrollo de sus campos.
- Las actividades relacionadas con el procesamiento de hidrocarburos y producción de petroquímicos presentaron oportunidades derivadas de los instrumentos y la flexibilidad establecida en la Reforma Energética. A fin de capitalizar dichas oportunidades, se implementaron mecanismos tales como las alianzas y asociaciones con terceros con el fin de compartir riesgos, mejorar prácticas operativas y obtener los beneficios económicos derivados de estos proyectos, buscando revertir las pérdidas económicas y operativas.
- La estrategia de Pemex Logística consistió en focalizar las acciones en negocios rentables y consolidar la competitividad de la empresa a través de la eficiencia operativa y financiera, así como de la modernización de la infraestructura.
- Pemex Etileno implementó diversas iniciativas para enfrentar la escasez de etano y mejorar sus resultados financieros.
- Pemex Fertilizantes focalizó sus esfuerzos en la recuperación de su capacidad de producción de amoniaco y otros fertilizantes producidos por sus empresas filiales Pro-Agroindustria y Fertinal.

Es importante mencionar que, con el cambio de gobierno en México, se comenzaron a esbozar nuevas prioridades y un enfoque diferente para Petróleos Mexicanos, lo cual, implicó la realización de algunos ajustes que iniciaron desde el período de transición, tales como la suspensión de nuevos *farm-outs*, en concordancia con la postergación temporal de las Rondas Licitatorias por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

A este respecto, Pemex asimila la nueva dinámica del sector energético nacional, misma que será reflejada en el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía. En el contexto del ciclo de planeación de 2018-2019 de Pemex, se trabaja en el establecimiento del Planteamiento Estratégico Institucional y en la actualización del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, en el que se atenderán con oportunidad los lineamientos de austeridad y eficiencia requeridos por la nueva administración y se considerarán de manera relevante, los conceptos de soberanía y seguridad energéticas[10] y de sustentabilidad[11].

10 Seguridad energética: satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población presente y futura, al tiempo que diversifica la disponibilidad y uso de energéticos, asegurando la infraestructura para un suministro suficiente, confiable, de alta calidad y a precios competitivos de los mismos. Lo anterior mediante el desarrollo de las capacidades humanas y tecnológicas para la producción y el aprovechamiento eficiente de energía.

11 Sostenibilidad/sustentabilidad: realizar negocios de una manera socialmente responsable y ética; proteger el medio ambiente y la seguridad de las personas; e involucrar, comprender, respetar y apoyar a las comunidades y culturas con las que se trabaja.

3.Exploración y producción de hidrocarburos

Pemex lleva a cabo actividades en materia de exploración, desarrollo y explotación de campos para incorporar reservas de hidrocarburos y producir petróleo crudo y gas que permitan abastecer el mercado nacional y exportar excedentes de crudo.

Los cambios suscitados en el ámbito energético en el país, tuvieron repercusiones en la forma de operar en Pemex Exploración y Producción (PEP). En primera instancia, se separaron las actividades de perforación, creando una Empresa Productiva Subsidiaria denominada Pemex Perforación y Servicios. En 2015, en materia de recursos petroleros, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos le otorgaron a Pemex, como punto de partida en la Ronda 0, un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en reservas probadas y probables (2P) y 22,126 MMbpce en recursos prospectivos, que equivalían a 83% y 21% de los recursos del país, respectivamente.

Dadas las condiciones del mercado, PEP replanteó su estrategia para concretar alianzas que le han permitido diversificar sus riesgos y apoyar sus programas de inversión, así como complementar su portafolio de recursos prospectivos, con objeto de aumentar la producción y la productividad de sus operaciones, incorporar nuevas reservas, implementar tecnologías para campos complejos, diversificar sus fuentes de financiamiento y mejorar los términos fiscales de la empresa.

Adicionalmente, Pemex participó en las rondas de licitación internacionales de aguas profundas y someras publicadas por el Estado Mexicano, donde logró la adjudicación de 22 contratos: 14 contratos en las Rondas Nacionales, 11 en consorcio y tres de manera individual, lo que representó el 48% del total de las ofertas presentadas para licitación y cuantifica un recurso prospectivo medio de 6,055 MMbpce en una superficie de 18,814 km^2; y ocho contratos, de los cuales, cinco corresponden a migración de asignaciones y tres a asociaciones. Con ello, Pemex se situó como la empresa con el mayor número de bloques adjudicados en rondas licitatorias en México.

Asimismo, se concretó el primer *farm-out* en aguas profundas con el campo Trión. Por otra parte, en materia de migraciones, se han tenido que replantear algunos casos por falta de interés del mercado, tal es el caso de Maximino-Nobilis y Ayín-Batsil.

3.1. Exploración, desarrollo y reservas

Desde el 2014, como consecuencia de la caída del precio de los hidrocarburos, la inversión exploratoria en el mundo disminuyó en un 60% y Pemex redujo su inversión en 37%, con un impacto en la actividad de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo.

Pozos perforados y terminados

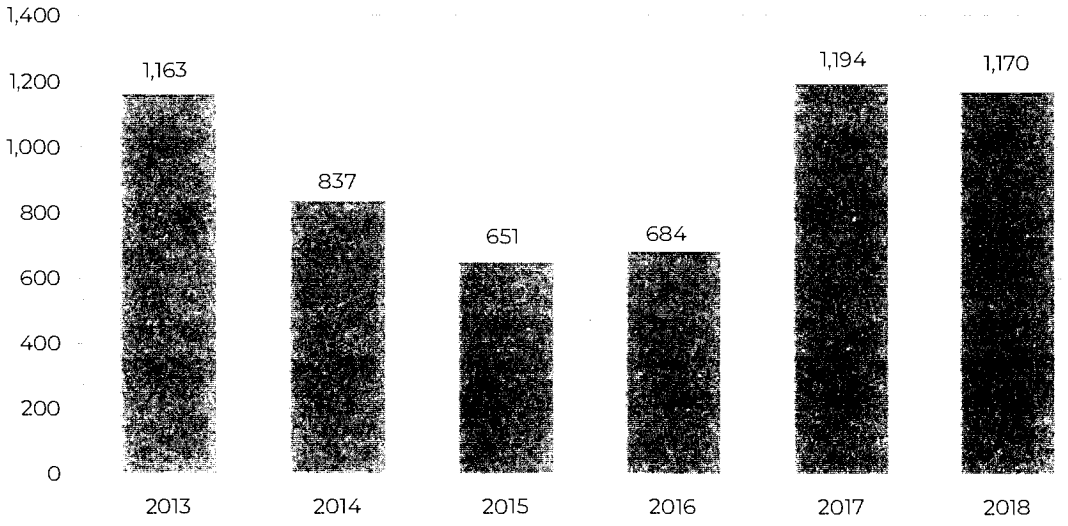
(número)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Pozos perforados	705	538	278	125	83	164
Exploratorios	40	22	22	22	24	24
Desarrollo	665	516	256	103	59	140
Pozos terminados	823	535	312	149	79	162
Exploratorios	38	24	26	21	24	19
Desarrollo	785	511	286	128	55	143

Lo anterior, provocó que en el periodo 2014-2016 cayeran de manera drástica los niveles de restitución de reservas a nivel 3P, aun cuando el volumen extraído también disminuyó. Sin embargo, a partir del 2017 se logró revertir la tendencia al alcanzar niveles de incorporación por 1,194 MMbpce, con un volumen que se mantuvo en 2018.

Incorporación de reservas 3P

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



En 2018 se desarrollaron actividades exploratorias para incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos.

La actividad exploratoria que se llevó a cabo se enfocó principalmente a la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste, y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido.

Durante 2018 se terminaron de adquirir los datos sísmicos tridimensionales (3D) del levantamiento Canin-Suuk, ubicado en aguas someras, con un área cubierta de 3,941 km^2. En cuanto a la perforación de pozos, se concluyeron 19 pozos exploratorios, resultando siete productores y 12 improductivos.

En aguas profundas, la exploración se enfocó en el proyecto Área Perdido privilegiando la búsqueda de aceite ligero. Para el 2018, en el proyecto Área Perdido, en la provincia geológica Cinturón Subsalino se concluyó exitosamente el pozo Kokitl-1 que comprobó el potencial petrolero del Terciario, así como el pozo delimitador Doctus-1DL, el cual obtuvo información para dar certidumbre al polo de desarrollo de aceite ligero en esta provincia del Área Perdido.

En las Cuencas del Sureste en su porción marina, se han reportado nuevos descubrimientos con los pozos Cahua-1, Manik-101A y Mulach-1. En estos tres descubrimientos se estiman en conjunto, reservas 3P preliminares de más de 195.7 MMbpce.

En la porción terrestre se incorporaron dos campos, como resultado de la perforación de los pozos Chocol-1 y Cibix-1 con un volumen estimado de reservas 3P de 17 MMbpce.

Con los resultados de los pozos Ixachi-1DL y Doctus-1DL, se confirmó una mayor extensión de los campos Ixachi y Doctus, respectivamente, incorporando entre ambos una reserva 3P del orden de 957 MMbpce.

Estos descubrimientos en conjunto incorporaron una reserva 3P preliminar del orden de 1,170 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo. La producción para el mismo periodo ascendió aproximadamente a 915 MMbpce, lo que significa una tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria, definida como el cociente de reservas 3P descubiertas entre la producción del periodo, de 128%.

Las actividades realizadas en 2018 en materia exploratoria permitieron incorporar aproximadamente 287 MMbpce de reservas probadas, la mayor alcanzada desde el año 2010. Al 1 de enero de 2019, del total de las reservas 1P[12] de la Nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 5,786 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 6,368 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas seco. La relación reserva-producción para reservas probadas fue de 7.7 años. Las reservas 1P, 2P y 3P se encuentran en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con base en sus propios lineamientos.

12 Nota: Cociente resultante del total de reservas probadas adicionadas en 2018 entre el volumen producido en el mismo periodo.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2019

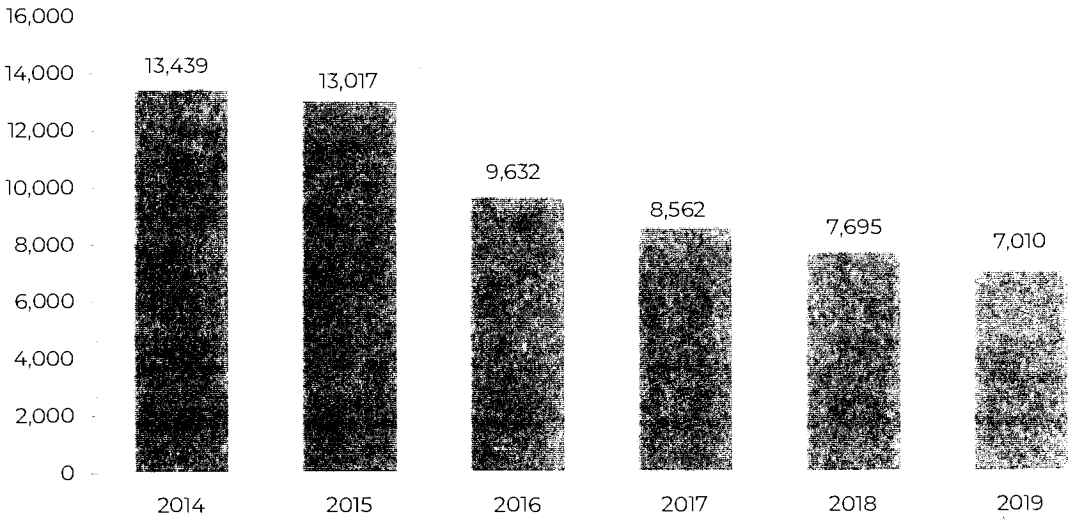
	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas[1] MMb	Gas seco[2] MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
Probadas	7,010.3	5,332.9	62.4	390.8	1,224.3	8,858.6	6,367.7
Aguas profundas	63.5	0.0	1.4	0.0	62.2	361.7	323.3
Aguas someras	4,457.3	3,883.6	39.4	203.9	330.4	2,952.3	1,718.4
Campos terrestres	2,489.5	1,449.3	21.6	186.9	831.8	5,542.7	4,326.1

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 2018, las reservas probadas 1P fueron afectadas principalmente por la extracción de la producción, la cual alcanzó poco más de 915 MMbpce. Este volumen fue compensado por reservas probadas restituidas, las cuales ascendieron a 317 MMbpce. Con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P de 34.6%, valor que representa un resultado favorable en comparación a lo obtenido en el año 2017.

El valor positivo de 317 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por los campos nuevos y extensiones de 287 MMbpce, debido a la actividad exploratoria, y al incremento de 30 MMbpce por concepto de desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación; dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en los campos Balam, Abkatún, Cuitláhuac, Sihil, Ku, Gasífero y Uchbal. Por otro lado, se tuvieron decrementos en los campos Xanab, Onel, Maloob, Kab Arenque y Corralillo.

Reservas probadas, al 1 de enero de cada año[1]
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



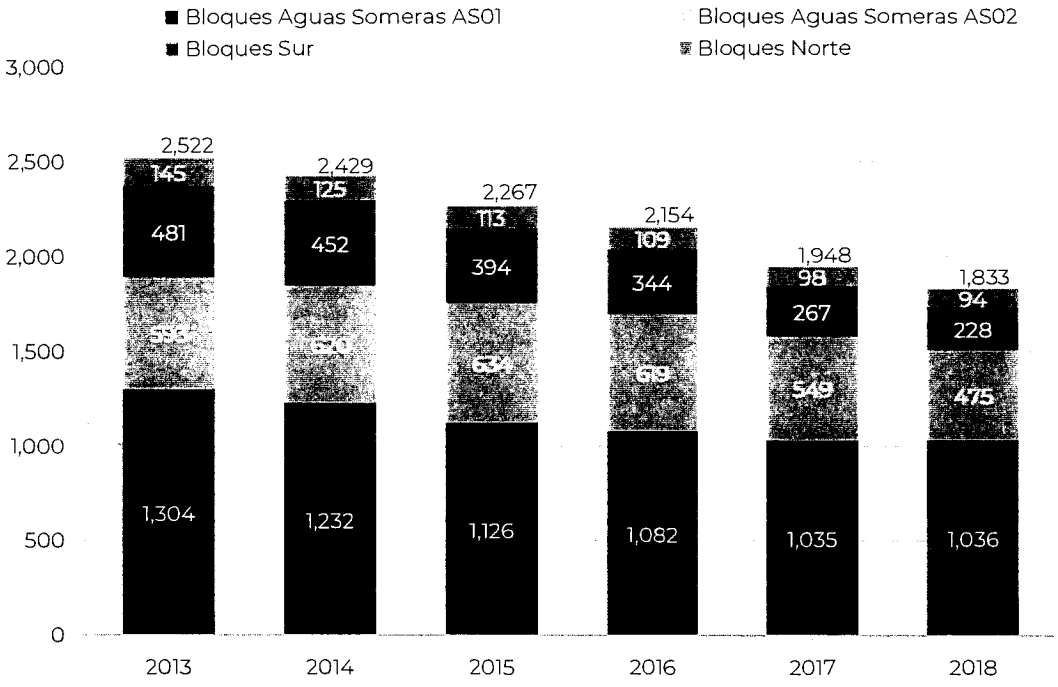
1 Hasta 2015 las reservas corresponden a la Nación, a partir de 2016 solo las adjudicadas a Pemex.

3.2. Producción de crudo y gas natural

De 2013 a 2018, la producción de crudo[13] se redujo 688.8 Mbd, al pasar de 2,522.1 a 1,833.3 Mbd, un promedio de 137.8 Mbd cada año. Es relevante la disminución en los Bloques Aguas Someras AS01, que pasó de 1,303.6 Mbd en 2013 a 1,035.9 Mbd en 2018 afectado por la caída en la producción del Bloque Aguas Someras AS01-01 (Cantarell) de 439.8 Mbd a 161.2 Mbd en el mismo periodo. En 2018, las asignaciones Ku, Maloob y Zaap del Bloque Aguas Someras AS01-02, mantuvieron aproximadamente el mismo nivel, al alcanzar 814.2 Mbd, con lo que su participación en la producción total llegó a 44.4%.

13 A partir de 2017, Pemex Exploración y Producción se organiza por bloques. A Bloques Aguas Someras AS01 pertenecen las asignaciones Akal, Sihil, Ku, Maloob, Zaap, entre otras; a Bloque Aguas Someras AS02, las asignaciones del Litoral de Tabasco, entre las que destacan Xanab, Homol, Tsimín, Kuil, Ixtal y Kax; a Bloques Sur corresponden Samaria, Tizón, Rabasa y otros; y a Bloques Norte Poza Rica y Tamaulipas-Constituciones, entre otras.

Producción de crudo[1]
(miles de barriles diarios)



1 A partir de 2018 incluye condensados producidos en campos.
A partir de 2017 la estructura de PEP corresponde a Bloques.

Abkatún, perteneciente a Bloques Aguas Someras AS02 y las asignaciones de los Bloques Sur y Norte redujeron su producción debido a su declinación, así como por la menor terminación de pozos y una reducción en la actividad física dada la menor disponibilidad de recursos financieros y a la caída en los precios del petróleo a partir de 2015, que desincentivó la inversión de capital.

Debido al intenso ritmo de declinación de la producción de crudo derivada de la menor contribución de las asignaciones de Akal y Sihil de Aguas Someras AS01-01, así como en Ku, Tsimin, Sinan e Ixtal en aguas someras y Samaria en campos terrestres, Pemex ha compensado la producción mediante una mayor contribución de Xux, así como con la intensificación de la actividad física en Ayatsil y Maloob. De esta manera, la producción total alcanzada refleja el esfuerzo de Pemex para mantener su nivel al incorporar nuevos campos.

Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Producción de petróleo crudo (Mbd)	1,948	1,833	1,811

Producción de hidrocarburos

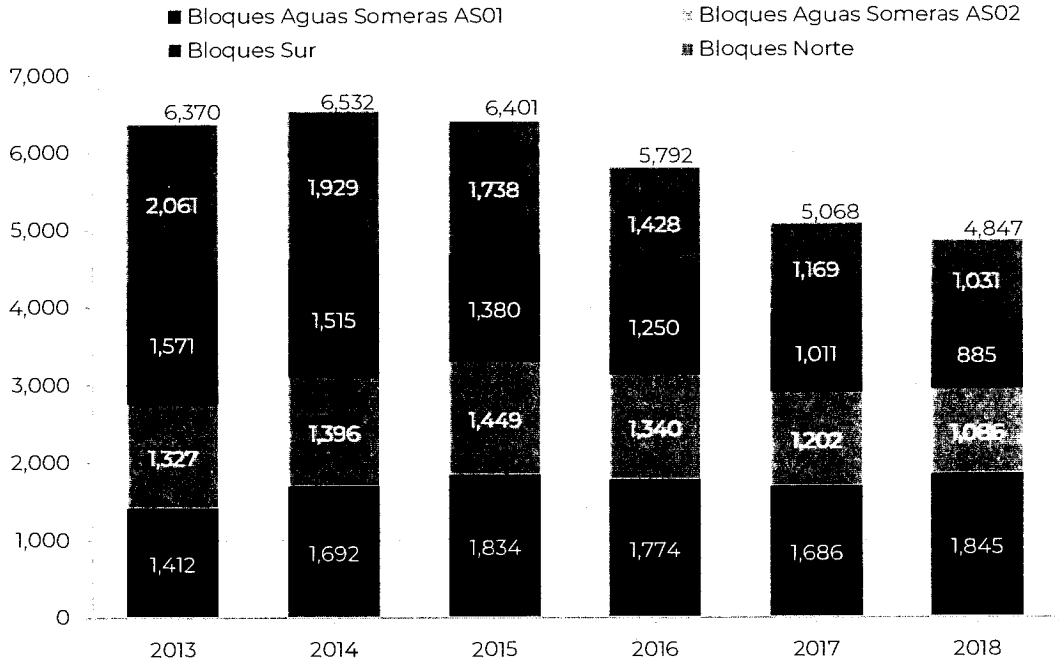
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017 (%)
Total de hidrocarburo (Mbpced)	3,652.6	3,538.1	3,268.9	3,037.0	2,737.9	2,526.7	-7.7
Crudo (Mbd)[1]	2,522.1	2,428.8	2,266.8	2,153.5	1,948.3	1,833.3	-5.9
Gas natural (MMpcd)[2]	6,370.3	6,531.9	6,401.0	5,792.5	5,068.0	4,846.9	-4.4
Gas hidrocarburo (MMpcd)[3]	5,678.9	5,757.8	5,504.4	4,866.4	4,205.0	3,886.1	-7.6
Asociado	3,916.3	4,045.9	3,929.1	3,614.8	3,194.3	2,844.0	-11.0
No asociado	1,762.6	1,712.0	1,575.3	1,251.6	1,010.8	1,042.1	3.1

1 Incluye condensados producidos en campos.
2 Incluye nitrógeno y CO_2.
3 No incluye nitrógeno.

Respecto a la producción de gas, durante el periodo de 2013 a 2018 se redujo 1,523.4 MMpcd, 304.7 MMpcd en promedio anual. La mayor reducción se registró en Bloques Norte, al pasar de 2,061 MMpcd en 2013 a 1,031 MMpcd al cierre de 2018, lo que representa una disminución de 205.5 MMpcd al año.

La reducción de la producción también se manifiesta en el Activo de Producción Aguas Someras AS02-01, en Bloques Sur y los Bloques Norte, debido a la declinación de campos y a menores beneficios por intervenciones y terminación de pozos.

Producción de gas natural[1]
(millones de pies cúbicos diarios)



1 Incluye nitrógeno y CO_2.

Para el 2018, la producción de gas natural fue de 4,846.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de los cuales 3,886.1 MMpcd correspondieron a gas hidrocarburo y CO_2 y el resto (960.8 MMpcd) fue nitrógeno.

El gas hidrocarburo enviado a la atmósfera fue de 126.6 MMpcd, 3.2% inferior al año anterior, debido a las obras realizadas en los Bloques Aguas Someras, con lo que el aprovechamiento de gas natural fue de 96.3%. Los esfuerzos orientados a incrementar este aprovechamiento permitieron lograr niveles de gas enviado a la atmósfera de 177.9 MMpcd en 2018.

El costo total de hidrocarburos para 2018 a cierre alcanzó 23.03 US$/bpce. Este dato incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción y actividad, dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 14.09 US$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento. En contraste, durante 2017, el costo total de hidrocarburos fue de 18.83 US$/bpce, siendo las principales causas del incremento en 2018, el aumento del 15% en los gastos, en los derechos e impuestos por la valoración del petróleo (artículo 44 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos), servicios de perforación (principalmente en intervenciones a pozos y perforación de pozos de desarrollo), así como los cargos de administración del corporativo a PEP; aunado a la disminución del 8% de la producción.

Los principales proyectos[14] de producción en 2018 fueron:

- Ku-Maloob-Zaap produjo 875 Mbd de crudo y 485 MMpcd de gas hidrocarburo, esto es, el 47.7% y 12.5%, respectivamente, de la producción a nivel nacional. El proyecto tuvo un ejercicio de 27,726 millones de pesos, que representó un cumplimiento de 100% del presupuesto asignado.
- Chuc registró una producción de 161 Mbd de crudo y 254 MMpcd de gas, lo que representó una aportación de 8.9% y 5.3% al total nacional, en el orden citado. El ejercicio de inversión sumó 22,051 millones de pesos, lo que significó un cumplimiento de 100%.
- Cantarell se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada: aportó 127 Mbd de crudo y 524 MMpcd de gas hidrocarburo, que representaron 6.9% y 13.5%, respectivamente, de la producción nacional. La inversión ascendió a 15,210 millones de pesos, con un cumplimiento de 100% del presupuesto.
- Yaxché, aún en etapa de desarrollo, produjo un total de 123 Mbd de crudo y 95 MMpcd de gas, contribuyendo con 6.8% y 2% de la producción nacional, respectivamente. El proyecto ejerció 6,447 millones de pesos, equivalente al 100% del presupuesto asignado.
- Burgos se encuentra en etapa de declinación y mantenimiento. Aportó 12.6% de la producción de gas, con 604 MMpcd, con una inversión de 2,874 millones de pesos.

14 Los proyectos no siempre corresponden a las asignaciones. Para determinar el cumplimiento fueron utilizadas las bases presupuestales Adecuado 5A y Ejercicio 2018 oficial en flujo de efectivo.

Como parte de las actividades de desarrollo, durante 2018 se terminaron un total de 143 pozos, de los cuales 137 fueron productores de petróleo crudo y gas; y seis resultaron improductivos, logrando un éxito de 96%[15]. Con estas acciones, la producción en pozos nuevos y con reparaciones mayores totalizó un volumen de 113.5 Mbd.

3.3. Asociaciones, migraciones y rondas

Petróleos Mexicanos logró la adjudicación de 22 contratos, los cuales son:

Tres asociaciones: Un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas y dos contratos para la extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia.

Por otra parte, se han tenido que replantear algunas migraciones por falta de interés en el mercado, tal es el caso de Maximino-Nobilis y Ayín-Batsil.

Cinco migraciones de asignaciones: Dos contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida; dos contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida y un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en zonas terrestres convencionales y no convencionales.

14 contratos en Rondas que representa el 48% del total de las ofertas presentadas por Pemex para licitación y cuantifica un recurso prospectivo medio de 6,055 MMbpce en una superficie de 18,814 km^2.

- Cinco en aguas profundas: un contrato de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 1.4 y cuatro contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 2.4.
- Nueve en aguas someras: dos contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 2.1 y siete contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 3.1.

Asociaciones

Trión. PEP y BHP Billiton firmaron el 3 de marzo de 2017 el contrato de licencia para el desarrollo de este bloque en aguas profundas. Esta es la primera asociación para exploración y producción vía *farm-out* que PEP realizó en su historia con una participación del 40%.

15 Para el cálculo del éxito comercial se descartó un pozo inyector de agua congénita.

BHP Billiton, como socio operador resultó la empresa ganadora de la licitación, obteniendo 60% de participación en el proyecto, ofreciendo una regalía adicional de 4% y una aportación de 624 millones de dólares adicionales a los 570 millones de dólares de la aportación mínima, que le permitirá a Pemex no destinar recursos al proyecto en aproximadamente cuatro años.

Ogarrio. El 4 de octubre de 2017, se llevó a cabo la licitación de este *farm-out* terrestre, con la finalidad de encontrar un socio operador para Pemex. Se trata de un contrato de extracción bajo la modalidad de licencia. La CNH declaró ganadora a la compañía DEA Deutsche Erdoel quien pagará a favor de Pemex 373 millones de dólares, con un 50% de participación en el negocio. La propuesta incluyó una regalía adicional de 13%.

El área de Ogarrio se localiza en el Estado de Tabasco y cuenta con reservas 3P del orden de 54 MMbpce. Se trata de un campo con producción inmediata de aceite ligero (37° API), con oportunidades de incrementar la producción y su factor de recuperación, con costos de producción competitivos.

Cárdenas-Mora. El 4 de octubre de 2017, se llevó a cabo la licitación de este *farm-out* terrestre con la finalidad de encontrar un socio operador para Pemex. Se trata de un contrato de extracción bajo la modalidad de licencia. La CNH declaró ganadora a la compañía *Cheiron Holdings Limited* quien pagará a favor de Pemex 166.5 millones de dólares, con un 50% de participación en el negocio. La propuesta incluyó una regalía adicional de 13%.

El *farm-out* Cárdenas-Mora se ubica también en el Estado de Tabasco y cuenta con reservas 1P del orden de 93 MMbpce. Los campos Cárdenas y Mora cuentan con producción inmediata de aceite de excelente calidad (39° API) y bajos costos de producción.

El 6 de marzo de 2018, fueron formalizados los contratos y acuerdos de operación conjunta para las áreas Ogarrio y Cárdenas-Mora y en agosto de 2018 se presentaron ante CNH los Planes de Desarrollo para su aprobación.

Otros

Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción (CSIEE). En cumplimiento con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, específicamente con la Estrategia 05 "Establecer esquemas para captar inversión adicional para completar la inversión requerida aprovechando la Reforma Energética", se integró un equipo de trabajo a fin de documentar casos de negocio para CSIEE en asignaciones de PEP.

Bloque Olmos. Es una asignación productora de gas húmedo dulce que se localiza en el Municipio de Hidalgo, en el Estado de Coahuila y pertenece al Activo de Producción Bloques Norte 01 (Burgos).

En 2004 inició el Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) entre PEP y *Lewis Energy* para explotar el gas del Bloque Olmos, con una duración de 15 años.

En 2016 se ejecutó la suspensión del contrato por baja rentabilidad para PEP, por lo que se realizaron negociaciones con *Lewis Energy* a fin de establecer un convenio modificatorio,

para cambiar las condiciones del contrato a las de un CSIEE que resultara rentable para ambas partes.

El 22 de febrero de 2018, se firmó el convenio modificatorio con la compañía *Lewis Energy*, el cual incluyó modificaciones en los anexos de remuneración, a fin de que el pago al prestador de servicios fuera a través de una tarifa en dólares sobre hidrocarburo. El programa de trabajo se dividió en dos fases: Fase 1, perforación de tres pozos horizontales, de resultar exitosos, se procederá a ejecutar la Fase 2 para perforar 70 pozos adicionales de desarrollo e infraestructura de explotación, para obtener una producción acumulada estimada de 431 MMMpc de gas en 15 años.

Actualmente se trabaja en la terminación de la infraestructura de perforación (construcción de peras y caminos de acceso), así como en la obtención de los permisos de uso de agua para la perforación de los tres pozos de la Fase 1.

San Ramón-Blasillo. Las asignaciones San Ramón y Blasillo se localizan en el Estado de Tabasco y pertenecen al Activo Integral de Producción Bloque S04, de la Subdirección de Producción Bloques Sur (SPBS). Ambas son productoras de aceite ligero (31° y 35° API respectivamente) y gas asociado.

En 2017 se inició proceso de documentación del caso de negocio para CSIEE en las asignaciones de San Ramón y Blasillo, el cual se presentó y fue aprobado por los comités internos de Petróleos Mexicanos, para posteriormente comenzar proceso de licitación pública internacional que finalizó con fallo y adjudicación a la compañía Grupo R el 3 de julio de 2018 y formalización del contrato el 20 de agosto del mismo año, el cual tendrá una duración de 10 años.

Con la ejecución de este CSIEE se espera obtener una producción acumulada de 28 MMb de aceite y 54 MMMpc de gas, durante el periodo del contrato.

Reactivación de pozos cerrados. Durante 2017 se documentó y se aprobó caso de negocio CSIEE para reactivar e incorporar a la producción 223 pozos cerrados que están bajo la administración de la SPBS y de la Subdirección de Producción Bloques Norte (SPBN), a través de la ejecución de servicios integrales para su reactivación, así como para el mantenimiento de la producción de los pozos reactivados bajo el esquema de pago por flujo de efectivo disponible.

Este proyecto se dividió en cuatro grupos de pozos para licitarlos de forma independiente, quedando de la siguiente manera:

- Grupo de pozos 1: 38 pozos cerrados de los activos de producción Bloque S02 y Bloque S04 de la SPBS. Licitación declarada desierta y los pozos se integrarán a los contratos adjudicados de los grupos 2 y 3.
- Grupo de pozos 2: 37 pozos cerrados de la formación Mesozoico de los activos de producción Bloque S01 y Bloque S03 de la SPBS. Contrato formalizado el 10 de septiembre de 2018 con la compañía *Alpha Energy*.

- Grupo de pozos 3: 47 pozos cerrados de la formación Terciario de los Activos de producción Bloque S01 y Bloque S03 de la SPBS. Contrato formalizado el 15 de mayo de 2018 con la compañía *Química Apollo*.
- Grupo de pozos 4: 101 pozos cerrados de los activos de producción Bloque N02 y Bloque N03 de la SPBN. Licitación declarada desierta. El 7 de septiembre se inició el proceso de licitación por invitación restringida, el cual concluyó el 15 de noviembre, declarándose desierta nuevamente. Actualmente se analiza la posibilidad de realizar una adjudicación directa.

Asimismo, se trabaja en la documentación de una segunda etapa, a fin de aplicar un proyecto similar en pozos de otras asignaciones de la SPBN, así como en asignaciones marinas de Aguas Someras.

Migraciones

Ek-Balam. El 2 de mayo de 2017, PEP y la Comisión Nacional de Hidrocarburos firmaron el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos (CE), bajo la modalidad de Producción Compartida en aguas someras, sin socio, para el área contractual Ek-Balam, ubicada en la Sonda de Campeche, con reservas 2P aproximadas de 481 MMb y 126 MMMpc de gas al 1 de enero de 2017.

- El CE fue autorizado con una vigencia de 22 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Pemex entregó a la CNH una garantía corporativa equivalente a 5 mil millones de dólares, como parte de la contraprestación, el Estado recibirá el 70.5% y PEP el 29.5% de la utilidad operativa.
- Entre otros beneficios del Régimen Fiscal como Contratista, es que el factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es de 60% a diferencia del 12.5% que se tenía como asignatario.
- La CNH aprobó el plan de desarrollo en marzo de 2018.

Santuario-El Golpe. El 18 de diciembre de 2017, PEP, Petrofac y la CNH firmaron el contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en campos terrestres, para el área contractual Santuario-El Golpe, ubicada en la Cuenca Salina del Istmo, con reservas 2P aproximadas de 119.79 MMb y 573.71 MMMpc de gas al 1 de enero de 2017, como resultado de la primera migración de CIEP a CE.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 25 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación, el Estado recibirá el 65% y el consorcio formado por PEP y Petrofac el 35% de la utilidad operativa.
- Entre otros beneficios del régimen fiscal como contratista, es que el factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es de 40%.
- El interés de participación de las empresas es PEP 64% y Petrofac 36%.

- El plan de desarrollo fue autorizado por la CNH el 14 de diciembre de 2018.

Misión. El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPEMEX) autorizó la migración de la asignación Misión a un contrato para la extracción de hidrocarburos. PEP y el Contratista ratificaron ante SENER su aceptación a las condiciones contractuales y fiscales del CE.

El 2 de marzo de 2018, como resultado de la primera migración de un Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), PEP, Servicios Múltiples de Burgos (SMB) y la CNH firmaron el CEE bajo la modalidad de Producción Compartida en campos terrestres, para el área contractual Misión, ubicada en los estados de Nuevo León y Tamaulipas, con reservas 2P aproximadas de 276 MMMpc de gas y 2.1 MMb de condensado al 1 de enero de 2017.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 25 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación, el Estado recibirá el 35% y el consorcio formado por PEP y Servicios Múltiples de Burgos el 65% de la utilidad operativa.
- El interés de participación es de 51% PEP y 49% SMB.
- El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es de 80%.
- El plan de desarrollo y exploración fueron presentados ante la CNH en julio y agosto de 2018, respectivamente. Está pendiente su aprobación.

Ébano. El 3 de agosto se realizó la segunda migración del Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) al Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), donde Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros y *D&S Petroleum* (Diavaz) y la CNH firmaron el CEE bajo la modalidad de Producción Compartida en campos terrestres, para el área contractual Ébano, ubicada en los estados de Veracruz, San Luis Potosí y Tamaulipas, con reservas 2P aproximadas de 41.2 MMb de crudo y 3.8 MMMpc de gas al 1 de enero de 2018.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 30 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación, el Estado recibirá el 58.8% y el consorcio formado por PEP, DS Servicios Petroleros y *D&S Petroleum* el 41.2% de la utilidad operativa, y un factor de recuperación de costos, gastos e inversiones del 70%.
- El interés de participación es de 45% Pemex, DS Servicios Petroleros 54.99% y *D&S Petroleum* 0.01%.
- El plan de desarrollo fue presentado a CNH en noviembre de 2018 y está pendiente de aprobación. El plan de exploración se encuentra en evaluación por parte del Comité Operativo para su aprobación y presentación a CNH.

Miquetla. El 21 de noviembre de 2018, PEP, Operadora de Campos DWF (Diavaz) y la CNH firmaron el CEE bajo la modalidad de Licencia en campos terrestres, del área contractual Miquetla con reservas 2P aproximadas de 135.59 MMb de crudo y 255.61 MMMpc de gas al 1 de enero de 2018.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 30 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación, el Estado recibirá una regalía adicional del 13% sobre el valor contractual del hidrocarburo.
- El interés de participación es de 49% Pemex y 51% DWF.
- Se estima que el plan de desarrollo y exploración sean presentados en mayo y junio de 2019, respectivamente, para su aprobación.

Otras

Migración de asignaciones a CEE. En los meses de abril, mayo y junio de 2018 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó la migración de las asignaciones Pánuco, Altamira, Magallanes, Pitepec, Humapa, Amatitlán y Miahuapan a un CEE. Entre mayo y noviembre, PEP y los contratistas respectivos, ingresaron de manera conjunta a la SENER las solicitudes de migración de Altamira, Pitepec y Miahuapan.

Migración de Asignaciones con Socio Fase I. Se documentaron 11 clúster terrestres, de los cuales siete (27 asignaciones), fueron autorizados por CAPEMEX y enviados a la SENER el 3 de agosto de 2017 para su migración a CEE.

Se obtuvo la procedencia de migración de los siete bloques el 14 de marzo y el 27 de abril de 2018, la CNH publicó las bases de la Licitación iniciando así el proceso.

Las actividades principales de este proceso durante 2018 fueron las siguientes: a partir del 14 de junio de 2018, PEP ha atendido a nueve compañías interesadas en los bloques en licitación.

Migración de Asignaciones con Socio Fase II. En febrero de 2018, se aprobó en el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción para los bloques Luna-Palapa, Shishito y Santa Águeda y en marzo se llevó a cabo la aprobación por el Comité de Estrategia e Inversiones.

Por cambio de estrategia, se encuentran suspendidos los procesos de migración.

Rondas

Ronda 1.4 Aguas Profundas. Bloque 3 Norte Cinturón Plegado Perdido. El 28 de febrero de 2017, Chevron, INPEX y PEP firmaron el Contrato bajo la modalidad de Licencia para Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México, como resultado de la Ronda 1.4.

Ronda 2.4 Aguas Profundas. En enero de 2018, PEP participó en la Ronda 2.4, en la que se licitaron bloques para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas bajo la modalidad de Licencia, en la que resultó ganador en cuatro bloques, dos en consorcio y dos de forma individual. El 7 de mayo de 2018, PEP firmó los contratos antes mencionados.

- Bloque 2, en consorcio con la empresa Shell. El bloque se encuentra en el Área de Perdido y el hidrocarburo esperado es aceite ligero. PEP tiene una participación del 50% como socio no operador. La regalía adicional ofertada al Estado es del 15.02% del valor contractual de los hidrocarburos.
- Bloque 5, de forma individual. Ubicado en el Área de Perdido. El hidrocarburo esperado es aceite ligero y la regalía adicional del 6.23%.
- Bloque 18, de forma individual, ubicado en el Sector de Cordilleras Mexicanas con un hidrocarburo esperado de gas seco y gas húmedo. La regalía ofertada fue del 7.11%.
- Bloque 22, en consorcio con Chevron e Inpex, ubicado en la Cuenca Salina y el hidrocarburo esperado es aceite pesado. PEP tiene una participación del 27.5%, Chevron como socio operador con el 37.5% e Inpex con el 35%. El valor de la regalía adicional es del 18.44%.

Ronda 2.1 Aguas Someras

- Bloque 2 Tampico-Misantla. El 25 de septiembre de 2017, el consorcio formado por PEP como socio operador y la empresa alemana *Deutsche Erdoel AG* firmaron el Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en Aguas Someras, con una participación del 50%, respectivamente.

  El Contrato es de Producción Compartida con una participación para el Estado del 57.92% de la utilidad operativa y con una vigencia de 35 años. El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es del 60%

- Bloque 8 Cuencas del Sureste. El 25 de septiembre de 2017, el consorcio formado por Pemex Exploración y Producción, como operador, y la compañía colombiana Ecopetrol, firmaron el Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en Aguas Someras, con una participación del 50%, respectivamente.

  El Contrato es de Producción Compartida, con una participación para el Estado del 20.10% de la utilidad operativa y con una vigencia de 35 años. El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es del 60%.

Ronda 3.1 Aguas Someras. En marzo de 2018, PEP participó en la Ronda 3.1 en la que se licitaron contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de Producción Compartida y resultó ganador en siete bloques. El 27 de junio se formalizaron los contratos entre PEP, socios y la CNH:

- Bloques 16-TM y 17-TM en consorcio con las empresas DEM y Compañía Española de Petróleos. Los bloques se encuentran en la provincia de Tampico-Misantla y el hidrocarburo esperado es aceite ligero y gas seco. PEP tiene una participación del 40% como socio no operador, DEM el 40% como operador y CEPSA con el 20%.
- Bloque 18-TM, en consorcio con la Compañía Española de Petróleos. El hidrocarburo esperado es aceite ligero. PEP tiene una participación del 80% como socio operador.
- Bloque 29-CS, de forma individual. El bloque se ubica en la provincia de Cuencas del Sureste y el hidrocarburo esperado es aceite ligero.

- Bloque 32-CS, en consorcio con Total E&P. El hidrocarburo esperado es aceite pesado y gas seco. Total E&P participa con el 50% como socio operador.
- Bloque 33-CS, en consorcio con Total E&P. El hidrocarburo esperado es aceite superligero. PEP es el operador con el 50% de participación.
- Bloque 35-CS, en consorcio con Shell. El hidrocarburo esperado es aceite extrapesado. PEP participa como socio no operador con el 50% de participación.

3.4. Perforación y servicios

Pemex Perforación y Servicios presta servicios principalmente a PEP, mediante el arrendamiento de equipos de perforación propios y administra contratos de arrendamiento de equipos de empresas con mantenimiento integrado (Remi: renta con mantenimiento integrado con tripulación de operación de Pemex), así como contratos de arrendamiento de equipos con mantenimiento y con tripulación proporcionada por empresas (esquema "Remi mixto" o "Remix"), adicionalmente ofrece servicios a pozos, como cementaciones, registros y tubería flexible, entre otros.

Para 2018 se programó para PEP la perforación de 92 pozos, conformados por 37 pozos terrestres y 55 pozos marinos, de los cuales se realizaron 75 y 40, respectivamente, lo que reflejó un cumplimiento del 203% para pozos terrestres y del 73% para pozos marinos y global del 125%. Este desempeño se vio influenciado principalmente por el incremento de actividad física, debido a la realización de intervenciones adicionales a las programadas por estrategias de producción de los Activos durante el 2018.

En terminación de pozos, se programaron 87, integrados por 33 pozos terrestres y 54 marinos, de los cuales se efectuaron 55 terrestres y 36 marinos, lo que reflejó un cumplimiento del 167% en pozos terrestres y del 67% para pozos marinos, obteniendo un cumplimiento total del 105%.

En cuanto a la reparación de pozos, se programaron 195 intervenciones: 114 terrestres y 81 marinas. Se realizaron 446 terrestres y 96 marinas, lo que reflejó un cumplimiento del 391% en intervenciones terrestres y 119% en marinas, para un cumplimiento global de 278%, esto debido principalmente a la realización de intervenciones adicionales a las programadas por estrategias de producción de los Activos.

En 2018 se programó la perforación de un pozo no petrolero para terceros, misma que fue realizada para un cumplimiento de 100%.

PPS, durante 2018 llevó a cabo las actividades de perforación con tiempos productivos del 95%, manteniéndose igual con respecto al 2017.

Por otra parte, en el segmento de servicios a pozos, el cumplimiento fue de 116% en registros y disparos, 119% en línea de acero, 107% en cementaciones-bombeos y 85% en tubería flexible, para un cumplimiento general del 113%. En general, menor en 1.7% respecto al 2017.

4. Refinación, proceso de gas y petroquímica

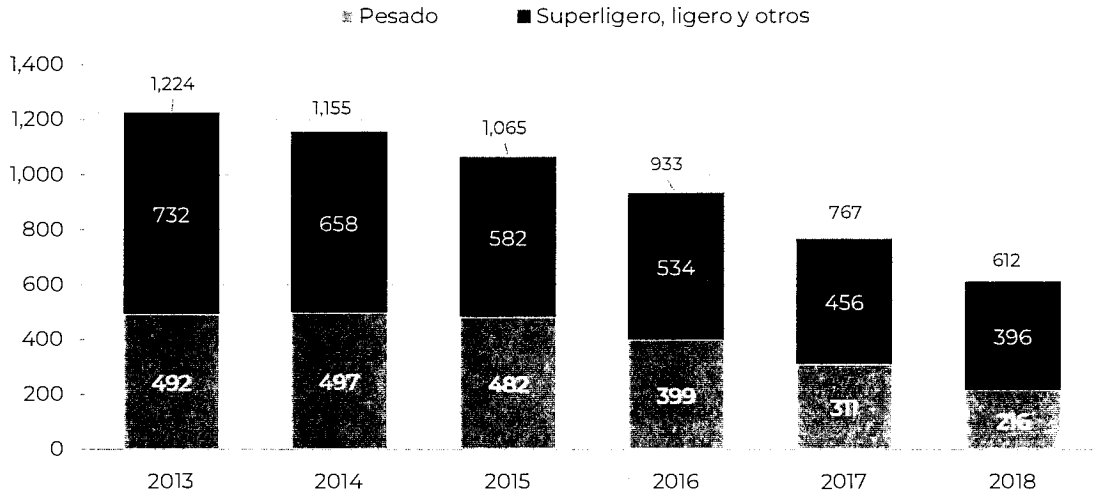
Los diversos centros de trabajo de las empresas subsidiarias de Pemex enfrentan cambios en el entorno internacional que los obliga a ser cada vez más eficientes y competitivos en el procesamiento de hidrocarburos y en la producción de petroquímicos, con el objetivo de revertir sus pérdidas económicas y operativas.

En este sentido, se establecieron condiciones en el ámbito nacional, cuyo propósito era abrir áreas de oportunidad para desarrollar proyectos a través de mecanismos como alianzas y asociaciones con terceros, que permitieran compartir riesgos de inversión, asimilar mejores prácticas operativas y obtener los beneficios económicos derivados de estos proyectos.

4.1. Transformación industrial

En el periodo que abarca 2013 al 2018, las seis refinerías que comprenden el Sistema Nacional de Refinación, pertenecientes a Pemex Transformación Industrial (PTRI), experimentaron un descenso pronunciado en sus operaciones de refinación de petróleo crudo, que alcanzaron un máximo de 1,224 Mbd en 2013 a un mínimo de 612 Mbd en 2018.

Proceso de crudo en refinerías
(miles de barriles diarios)



Proceso de crudo

(miles de barriles diarios)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Crudo	1,224.1	1,155.1	1,064.5	933.1	767.0	611.9	-20.2	-155.1
Pesado	492.4	497.5	482.3	399.2	310.6	216.1	-30.4	-94.5
Superligero, ligero y otros[1]	731.7	657.6	582.2	533.9	456.4	395.8	-13.3	-60.6

1. Considera crudo reconstituido.

La principal causa que motivó este descenso fue la caída de la confiabilidad en sus activos, por limitaciones presupuestales, misma que se manifestó en fallas recurrentes en sus principales plantas de proceso.

No obstante que se han asignado recursos para mantenimiento general en las instalaciones, prevalece el déficit relativo al gasto de mantenimiento en inversión y operación en las refinerías. Dicho gasto presentó una reducción al pasar de 17,059 millones de pesos en 2015 a 15,036 millones de pesos en 2018.

A partir de agosto de 2017, la refinería de Madero, inició la implantación de un programa integral de mantenimiento de sus plantas, que implicó el paro total de la misma. Por su parte, la refinería de Minatitlán emprendió un programa general de mantenimiento en octubre de 2017.

Asociado principalmente a la contracción en el proceso de crudo, la producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) se abatió de manera pronunciada en los últimos cinco años, siendo de 1,276 Mbd en 2013 y 629 Mbd en promedio en 2018. A partir de 2016, la elaboración de estos productos registró un decremento más pronunciado asociado a las restricciones presupuestales que derivaron en problemas de confiabilidad en plantas.

El principal impacto se manifestó en la logística de estos hidrocarburos, ya que fue necesario un apoyo extraordinario para satisfacer los requerimientos del mercado mediante la internación, transporte y distribución de productos importados.

En 2018, el proceso de crudo alcanzó la cifra de 612 Mbd, 20.2% menor respecto del reportado durante 2017, debido a problemas de baja confiabilidad en sus plantas.

Con ello, la producción de petrolíferos en el SNR fue la siguiente:

Producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación

(miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Petrolíferos	1,275.8	1,206.1	1,114.3	977.2	786.6	628.5	-20.1	-158.1
Gas licuado[1]	25.2	26.4	21.4	17.2	16.1	10.1	-37.3	-6.0
Gasolinas[2]	437.3	421.6	381.4	325.3	257.0	207.1	-19.4	-49.9
Diésel	313.4	286.6	274.7	216.2	153.6	116.8	-24.0	-36.8
Turbosina	60.8	53.4	47.8	42.8	40.5	34.7	-14.4	-5.8
Combustóleo	268.8	259.2	237.4	228.1	217.3	185.1	-14.8	-32.2
Otros[3]	170.2	158.8	151.6	147.6	102.1	74.7	-26.9	-27.4

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, extracto furfural, grasas, lubricantes y parafinas.

Durante 2018, los principales factores de confiabilidad que afectaron el proceso de crudo fueron:

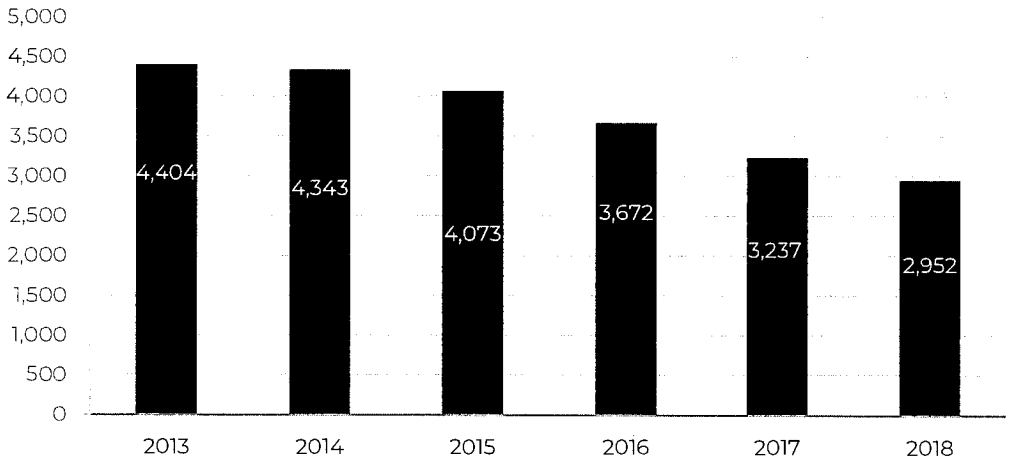
- En la refinería de Tula, la planta primaria número uno operó de manera intermitente de enero a septiembre de 2018, principalmente por déficit en el suministro de crudo ligero y por fallas en equipos de la planta, así como altos inventarios de combustóleo. Cabe mencionar que se realizaron trabajos de mantenimiento y en enero de 2019 esta planta procesó 117 Mbd.
- En la refinería de Madero, durante el proceso de arranque y estabilización de plantas, de marzo a junio de 2018, se registraron problemas en sus plantas combinada maya, reformadoras, catalíticas y servicios auxiliares, lo que provocó que la refinería estuviera fuera de operación durante el segundo semestre del año. Es importante señalar que se realizaron trabajos de mantenimiento en la planta combinada maya y la reformadora U-901, por lo que dichas plantas reiniciaron operaciones a partir de enero de 2019.
- En la refinería de Minatitlán, la operación se vio afectada por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica el 9 de octubre de 2018. Cabe destacar que se rehabilitó la zona afectada por el incendio y la planta reinició operaciones en enero de 2019.
- En contraste, el proceso de crudo de la refinería de Salina Cruz fue mayor en 28.3 Mbd, con relación al año previo, debido a que estabilizó su operación a partir de marzo de 2018, después de los efectos ocasionados por la tormenta tropical "Calvin" y los sismos del año anterior.

Para atender la baja confiabilidad en el SNR, Pemex está trabajando en un Plan de Reparaciones. En este sentido, se elaboró el diagnóstico para integrar los requerimientos puntuales de cada planta y se espera que durante los primeros meses de 2019, se sometiera a autorización de las instancias competentes para obtener los recursos presupuestarios necesarios y se defina la estrategia de contratación para la adquisición de materiales y equipos destinados a la ejecución de los trabajos.

Proceso de gas

A partir de 2013, también se ha observado una tendencia a la baja en las operaciones relacionadas con la cadena de gas, por la menor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce, que representó una disminución de 33% entre 2013 y 2018.

Proceso de gas húmedo
(millones de pies cúbicos diarios)



Proceso de gas húmedo
(millones de pies cúbicos diarios)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Gas húmedo total	4,403.7	4,342.7	4,072.8	3,671.5	3,237.3	2,951.9	-8.8	-285.3
Gas húmedo amargo	3,330.0	3,356.4	3,225.3	2,996.9	2,687.7	2,492.5	-7.3	-195.2
Gas húmedo dulce	1,073.7	986.3	847.5	674.6	549.6	459.5	-16.4	-90.1
Condensados[1] (Mbd)	46.3	48.6	45.1	41.1	32.4	27.4	-15.4	-5.0

1 Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Con el fin de contrarrestar la reducción en el proceso de gas húmedo, se realizaron diferentes esfuerzos para lograr una mayor eficiencia en la recuperación de líquidos, mantener el desempeño operativo y de esta forma, minimizar el declive en la producción. Cabe mencionar que en 2016 el indicador de líquidos recuperados registró un incremento de 5.2 barriles por MMpcd con relación a 2015; como resultado del incremento en la recuperación de líquidos C2+, originada por la entrada en operación de la Criogénica 2 "modificada" de Ciudad Pemex en abril de 2016.

En 2018 los complejos de gas procesaron 2,951.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas húmedo, cifra que resultó 8.8% inferior con relación a 2017.

Por su parte, el proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedió 27.4 Mbd, volumen inferior en 15.4% al registrado el año precedente, debido fundamentalmente a una menor entrega de condensados amargos del mesozoico y de condensados dulces de Burgos.

En 2018, la producción de gas licuado se ubicó en 122.2 Mbd, la de etano se situó en 84.8 Mbd y la de gasolinas naturales promedió 43.3 Mbd, debido a la menor disponibilidad de gas húmedo.

La producción total de azufre fue de 442.6 Mt, inferior en 19.7% (108.6 Mt) con respecto a 2017; en este comportamiento influyó la menor producción en las refinerías (70.4 Mt), principalmente en Minatitlán, Tula y Madero por menor proceso de crudo, así como en los complejos procesadores de gas (38.3 Mt), básicamente en Cactus por un menor recibo de gas húmedo amargo.

Por otro lado, la producción de metanol en el Complejo Petroquímico Independencia fue de 148.4 Mt, cifra superior en 28.1% (32.5 Mt) a la registrada en 2017.

La producción de aromáticos y derivados del Complejo Petroquímico Cangrejera, se ubicó en 569.5 Mt, inferior en 8.4% (52.5 Mt) con relación a 2017. Este comportamiento se debe principalmente a que la planta reformadora de nafta (CCR), a partir de su arranque en febrero de 2018 ha operado de manera intermitente por falla en equipos, suministro de servicios auxiliares y falta de materia prima. Asimismo, el tren de aromáticos operó con baja carga por restricciones en el recibo de productos a causa de problemas operativos en la refinería de Minatitlán.

Otros productos de Pemex Transformación Industrial

Concepto	2017	2018	Variación 2018/2017	
			%	absoluta
Gas licuado (Mbd)	144.3	122.2	-15.3	-22.0
Etano (Mbd)	101.3	84.8	-16.3	-16.5
Gasolinas naturales[1] (Mbd)	51.8	43.3	-16.5	-8.5
Azufre (Mt)	551.3	442.6	-19.7	-108.6
Materia prima para negro de humo (Mt)	267.1	267.7	0.2	0.6
Propano-propileno de refinerías (Mt)	217.1	153.4	-29.3	-63.7
Metanol (Mt)	115.8	148.4	28.1	32.5
Aromáticos y derivados[2] (Mt)	622.0	569.5	-8.4	-52.5

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.

Producción de petroquímicos por Empresa Productiva

(miles de toneladas)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Total	13,991.6	14,057.4	12,585.4	11,291.3	9,419.7	7,649.6	-18.8	-1770.1
Transformación Industrial [1]	8,355.1	8,993.6	8,209.3	7,444.0	6,192.3	5,296.2	-14.5	-896.1
Etileno [2]	3,461.5	2,984.8	2,969.7	2,528.7	1,884.0	1,830.3	-2.9	-53.7
Fertilizantes[3]	2,173.6	2,077.9	1,406.0	1,318.5	1,343.4	523.2	-61.1	-820.3
Exploración y Producción	1.4	1.1	0.5	0.0	-	-	-	-

1 La elaboración de petroquímicos en el SNR comprende propileno, azufre, anhídrido carbónico e isopropanol. El 1 de noviembre de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.
2 El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Etileno, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.
3 El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Fertilizantes, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

Pemex Transformación Industrial desarrolla los siguientes proyectos de inversión, de los cuales se presenta el avance con corte a diciembre de 2018.

Proyectos en ejecución de Pemex TRI

Proyecto	Avance físico	Avance financiero
Calidad de combustibles fase gasolinas[1]	98.99	92.7
Calidad de combustibles fase diésel		
Cadereyta[2]	73.14	56.0
Resto del SNR[3]	10.64	11.0
Aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula[4]	32.1	28.5
Conversión de residuales Salamanca[5]	12.9	11.72
Plan de Reparaciones para atender al SNR	En proceso	
Refinería de Dos Bocas	En proceso	

1. Las plantas ya se encuentran operando y en etapa de cierre administrativo desde el segundo y tercer trimestre de 2016.
2. Derivado del ajuste presupuestal el proyecto se encuentra suspendido desde abril de 2016 (IPC-3 / Abr-16 e IPC-1 / May-16).
3. Refleja un ajuste por revisión a los alcances del proyecto en el primer trimestre de 2018.
4. A partir de septiembre se consideró, para el cálculo de los avances, el proyecto integral: Trabajos preparativos para el aprovechamiento de residuales en la refinería Miguel Hidalgo.
5. Para efectos de consistencia, a partir de este reporte, refleja el porcentaje de flujo de efectivo, en lugar del devengado reportado anteriormente.

- Calidad de combustibles fase gasolinas: las plantas se encuentran operando y en etapa de cierre administrativo.
- Calidad de combustibles fase diésel Cadereyta y resto del SNR: están suspendidos desde abril de 2016. Se buscan alternativas que permitan cumplir con la normatividad ambiental.
- Aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula: consiste en la construcción de la planta coquizadora, que es la principal entre las nueve plantas 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 62% al cierre de diciembre de 2018. Se evalúan esquemas de ejecución.
- Conversión de residuales Salamanca: derivado de la restricción presupuestal, los contratos se encuentran suspendidos y en evaluación de esquemas de ejecución.
- Plan de Reparaciones para atender al SNR. A partir de diciembre de 2018, se han efectuado reuniones de trabajo para establecer una versión homologada de los requerimientos para reparar cada refinería del Sistema Nacional de Refinación. El Gobierno de México consideró la asignación de 25.6 mil millones de pesos a la SENER, para la rehabilitación del SNR.

- Refinería de Dos Bocas. En enero de 2019 se concluyó el diseño conceptual de proceso, que incluye la definición de capacidades y tecnologías de las plantas y servicios auxiliares requeridos para la operación, así como la definición de la infraestructura necesaria para la integración de la refinería con su entorno (vialidades, ferrocarril, ductos, suministro de agua y energía eléctrica). En el mes de febrero, se concluyeron las bases para la contratación de la barda perimetral y libramiento oeste de la refinería; se definieron términos de referencia para la adecuación de las ingenierías de las plantas de proceso; se definieron bases de contratación para el desarrollo de las ingenierías, gerencia de proyecto y procura anticipada.

Finalmente, como parte del esfuerzo para incrementar la eficiencia energética en los centros de trabajo, Pemex Transformación Industrial está participando en un proyecto de cogeneración con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Salamanca, Guanajuato. Este proyecto permite a Pemex recibir energía térmica para sus procesos productivos mediante un contrato para el suministro a la refinería de Salamanca de 662 toneladas por hora de vapor.

Con este contrato de servicio se espera una optimización de los costos de operación y reducir las emisiones de contaminantes en dicha refinería. En 2017 se realizaron las pruebas de desempeño para la interconexión con la refinería de Salamanca y actualmente, Pemex Transformación Industrial y CFE se encuentran negociando los términos y condiciones del contrato a 20 años para el suministro de vapor.

4.2. Etileno

Pemex Etileno (PE) se constituyó el 1 de septiembre de 2015 con los activos de los complejos petroquímicos Morelos y Cangrejera ubicados en Coatzacoalcos, Veracruz, que le fueron transferidos por parte de Pemex Petroquímica. Adicionalmente, en 2018 recibió los activos de Petroquímica Mexicana de Vinilo ubicados en el Complejo Petroquímico Pajaritos.

Su capacidad instalada conjunta es de 3.9 millones de toneladas anuales. Resaltan las plantas de etileno, polietileno de baja densidad y polietileno lineal de baja densidad que por sus dimensiones son de escala mundial. Debido al bajo nivel de inversión durante las últimas dos décadas, la posición competitiva a nivel mundial se ha reducido, aun cuando a nivel nacional siguen siendo relevantes o únicas en su ramo. Sin embargo, en el periodo de 2014 a 2018, se han ejercido recursos de inversión en los complejos petroquímicos más importantes por 10.2 miles de millones de pesos, principalmente en modernizaciones, mantenimientos y ampliaciones de capacidad.

Pemex Etileno es una empresa con una cadena de valor atractiva, ya que es el único productor de óxido de etileno en México, participa con el 32% del mercado nacional de polietilenos y 36% en monoetilenglicol. No obstante, enfrenta grandes retos como son: falta de materia prima, baja confiabilidad operativa, altos costos de operación, rezago histórico de inversión y modernización de su gestión para hacerla competitiva en el ámbito internacional.

Durante 2018, las estrategias de la empresa estuvieron enfocadas principalmente a maximizar el rendimiento de su operación, mediante las siguientes acciones:

- Mejorar el suministro de materia prima, a través de la importación de etano, para subsanar el decreciente suministro de etano nacional. A partir del mes de julio, se cuenta con un contrato para la importación de esta materia prima por tres años. Además del incremento de propano a la carga de los *crackers* para mejorar la producción de etileno.
- Maximizar el aprovechamiento de materia prima, dando prioridad a su utilización en aquellas instalaciones que ofrezcan una mayor utilidad con base en los análisis realizados de volumen-costo-utilidad.
- Eficientar acciones operativas, mejorando la confiabilidad y eficiencia de sus operaciones, reduciendo la frecuencia de paros no programados y retrasos de mantenimiento, mediante la especialización del capital humano y la formación de equipos funcionales para trabajos especializados.
- Mejorar condiciones comerciales mediante ajustes en mecanismos de precio de productos como el óxido de etileno, para incrementar sus márgenes de rentabilidad (en junio se llevó a cabo la segunda subasta), así como la diversificación del portafolio de productos de las plantas de polietileno.

El volumen de etano nacional disminuyó de 749.9 miles de toneladas en 2017 a 660.7 miles de toneladas en 2018, este volumen fue compensado con etano importado. Con ello, la producción alcanzada en 2018 fue de 1,830 miles de toneladas, cantidad inferior en 3% en relación con el mismo período del año anterior.

A partir del primer trimestre de 2018, inició la recuperación de la producción de petroquímicos, debido principalmente a la importación de etano por compras *spot* y a la formalización de un contrato de importación de etano por un periodo de tres años. Para recibir estos cargamentos, la Terminal Refrigerada de Etileno en Pajaritos, se reconvirtió para manejar etano, utilizando recursos propios, evitando así la construcción de una nueva terminal.

La producción de glicoles fue superior en 12.3 miles de toneladas con respecto a 2017 y con relación al óxido de etileno, éste sufrió una ligera disminución respecto al 2017 por solo 0.3 miles de toneladas, cumpliendo las obligaciones contractuales de la subasta por 218.2 miles de toneladas en 2018.

Respecto al polietileno lineal de baja densidad, el resultado en el 2018 fue inferior en 37.7 miles de toneladas en comparación con 2017, derivado de dos paros técnicos, por falta de surtimiento de isopentano y por falta de ferrotolvas.

En cuanto al polietileno de baja densidad, el resultado fue superior en 47.2 miles de toneladas con relación a 2017, principalmente por mantener la operación de dos de las tres líneas de producción en promedio.

También en polietileno de alta densidad se obtuvo un volumen superior en 4.5 miles de toneladas con respecto a 2017; sin embargo, las plantas de Asahi y Mitsui operaron en oportunidad, debido a la restricción en el suministro de etano.

Durante 2018, las actividades desarrolladas en el área de proyectos estuvieron enfocadas a seguridad, sostenimiento y mantenimiento y ampliaciones, con un monto ejercido superior a 927 millones de pesos, en los complejos petroquímicos de Morelos y Cangrejera, principalmente.

4.3. Fertilizantes

En concordancia con las prioridades establecidas por el Gobierno Federal, se consideró la necesidad de revitalizar la industria de fertilizantes en México, desde una perspectiva de generación de valor para Pemex, con miras a recuperar la soberanía alimentaria nacional. A partir de dicha coyuntura, se han venido desarrollando los elementos que permitan la integración de la cadena de producción de fertilizantes en México. Pemex Fertilizantes cuenta con los activos del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, Pro-Agroindustria y Fertinal con capacidad para producir, en conjunto, poco más de tres millones de toneladas anuales de fertilizantes, nitrogenados y fosfatados, que representan aproximadamente la mitad del consumo nacional aparente.

En 2018 Complejo Petroquímico Cosoleacaque produjo 151.1 miles de toneladas de amoniaco, lo que representó una disminución del 69.8% con respecto al año anterior, derivado de fallas operativas en sus plantas. Otro factor que incidió principalmente en la caída de los niveles de producción, a partir del segundo semestre de 2018, fue la falta de volumen y presión de gas natural seco. La producción de anhídrido carbónico registró un volumen de 372.1 miles de toneladas, lo que representa una reducción del 55.9% con relación a 2017.

El complejo industrial de Fertinal operó en promedio al 90% de su capacidad de diseño, gracias a los mantenimientos mayores realizados en el segundo semestre de 2017, con un máximo histórico de producción de 1,106 miles de toneladas de productos finales, lo que arroja un aumento de 12.3% en relación con 2017.

Pro-Agroindustria tuvo una corrida de producción corta, debido a las restricciones en el suministro de materia prima (amoniaco y anhídrido carbónico).

La conclusión de los trabajos de rehabilitación de Pro-Agroindustria en 2018, así como la demanda de amoniaco por parte de los sectores agrícola e industrial, obliga a reactivar la producción de amoniaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, el cual presenta rezagos de mantenimiento que han redundado en una operación disminuida que, en los últimos años, se ha mantenido por debajo de un tercio de su capacidad.

- Cosoleacaque - Planta IV.- La etapa I del proyecto de rehabilitación de la planta arrojó como resultado que se requieren 662 millones de pesos, adicionales al gasto ya ejercido por 1,826 millones entre los años 2013 y 2017, así como 10 meses para la conclusión de la rehabilitación. El proyecto de rehabilitación se mantuvo suspendido en 2018 por falta de recursos financieros, y será reactivado en su segunda etapa cuando se cuente con el presupuesto estimado requerido.
- Cosoleacaque - Planta VI y VII.- La sustitución de los tubos del reformador primario y otros trabajos de rehabilitación en plantas VI y VII cerró 2018 con un avance del 87% y del 30%, respectivamente y están en espera de que se concluyan en febrero y marzo de 2019.
- Pro-Agroindustria.- Concluyó su rehabilitación. El tren urea I inició pruebas en 2018, pero no logró estabilizar su producción debido a una operación discontinua en Cosoleacaque. Se estima que hacia el tercer trimestre de 2019 reinicie la operación en ambas plantas lo cual supondría, una vez que se estabilicen los procesos, una producción de urea de 90 mil toneladas mensuales. Con el objeto de crear fuentes adicionales de generación de flujo de efectivo y en tanto no se cuente con la operación de las dos plantas de urea, Pro-Agroindustria instaló llenaderas para la venta de amoniaco importado a partir de la habilitación de la terminal de almacenamiento de amoniaco ubicada en la terminal de Pajaritos, Veracruz.

5. Logística y comercialización

5.1. Logística

Pemex Logística se crea como Empresa Productiva Subsidiaria a partir de la reorganización de Petróleos Mexicanos de 2015. Su objetivo principal es el de prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, además de otros servicios relacionados a Pemex y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

La conformación de su patrimonio, con base en los activos de los organismos subsidiarios, quedó integrado por los sistemas de transporte por ducto, terrestre y marítimo, las terminales marítimas, así como de almacenamiento y reparto de Pemex-Refinación y los sistemas de transporte por ducto y terminales de distribución de gas licuado de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, principalmente. Por su parte, Pemex Exploración y Producción le transfirió los bienes de logística primaria, con una parte de la infraestructura de tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos.

Parte de esta infraestructura, Sistema Nacional de Gasoductos y el Sistema de Naco-Hermosillo, se transfirió al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), con quien se firmaron contratos para la prestación de servicios de operación y mantenimiento, así como para servicios comerciales.

Con ello, Pemex Logística se ubica, por sus activos, como una de las cinco empresas internacionales más grandes de logística de hidrocarburos y la única en México con capacidad para transportar y almacenar hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, así como venta de capacidad para guarda y manejo.

Al cierre de 2018, la empresa cuenta con 151 permisos de transporte y almacenamiento, otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Asimismo, se dispone de dos permisos en trámite otorgados por la SENER para el tratamiento de crudo en Dos Bocas y Altamira.

Permisos otorgados por la CRE y la SENER

Tratamiento y logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Otros
9 sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos Altamira Integral (petróleo y gas natural) Misión (petróleo y gas natural) Santuario (petróleo y gas natural) Aceite Terrestre Sur Condensado Terrestre Sur Gas Marino Mesozoico	10 sistemas Rosarito Guaymas Topolobampo Norte Sur-Golfo-Centro-Occidente Progreso Oleoductos Petroquímicos Sistema Hobbs– Méndez Sistema Nacional de GLP	73 terminales de almacenamiento y despacho* 6 terminales marítimas, 3 en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos) 10 terminales de distribución de gas licuado	4 permisos para transporte terrestre 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos) 7 permisos para chalanes 2 permisos de tratamiento de crudo (En trámite para Altamira y Dos Bocas)

*De acuerdo a RES/866/2015. Pemex cuenta con 76 terminales, incluyendo instalaciones de Pemex Transformación Industrial.

Durante el 2018, en los sistemas de tratamiento de petróleo crudo se recibieron en promedio 1,315 Mbd, lo que representa una disminución del 7% con respecto a 2017, en el que se recibieron 1,421 Mbd para deshidratación y desalado.

Los sistemas de transporte por ducto de petróleo crudo de logística primaria transportaron en promedio 804 Mbd, comparados con 949 Mbd en 2017, lo que representa una disminución del 15%, debido a una menor nominación por parte de Pemex Exploración y Producción.

Por las terminales marítimas Dos Bocas y Madero se exportaron en promedio 555 Mbd de petróleo crudo, 503 Mbd de crudo Maya, 31 Mbd de crudo Istmo y 21 Mbd de crudo Altamira, promedio mayor a los 523 Mbd de 2017.

Adicionalmente, durante 2018 se transportaron un total de 2,495.8 Mbd de diversos productos a través de distintos medios: 1,895.2 Mbd (75.9%) fueron inyectados a los sistemas de ductos, 417.8 Mbd (16.7%) fueron transportados de forma terrestre por autos tanque y carros tanque y los restantes 182.8 Mbd (7.4%) por buques tanque. Lo anterior representó una disminución de 1.7%, con respecto a 2017, como consecuencia principalmente del menor proceso de crudo en el SNR.

El transporte de crudo y petrolíferos alcanzó 1,581.5 Mbd, 16% menor a los 1,887 Mbd de 2017. Adicionalmente, se inyectaron a ductos 139.1 Mbd de gas licuado, cifra superior en 0.7% al compararla con los 138.1 Mbd del año anterior. También se inyectaron 2.4 Mbd de petroquímicos en 2018, frente a 2.3 Mbd inyectados en 2017 lo que significa un aumento de 4.3%.

En relación con el gas natural sin procesar y el condensado, durante el 2018 se transportaron en promedio 3,097 MMpcd y 24 Mbd, respectivamente. El transporte por ducto de gas natural disminuyó en 9% con respecto a 2017, debido a una menor nominación de PEP por declinación de sus campos y al rechazo de Pemex Transformación Industrial por el control del contenido de nitrógeno en el gas húmedo amargo a plantas (CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex). Asimismo, el transporte por ducto de condensado registró una caída del 14% en comparación con el promedio transportado en 2017.

En relación al transporte de gas natural seco, mediante la prestación de servicios de operación, mantenimiento y tecnologías de información (SCADA) al Centro Nacional de Control de Gas Natural, en 2018 se transportó un promedio de 5,225 MMpcd, lo que representó un incremento del 0.6% en comparación con el ejercicio 2017.

Principales proyectos

Transporte

- Plan de modernización de la flota: El 25 de julio de 2013, se firmó un convenio con la Secretaría de Marina-Armada de México por un valor estimado de 3,212.1 millones de pesos, para la construcción de 22 embarcaciones: 16 remolcadores, tres chalanes y tres embarcaciones abastecedoras multipropósito. El acuerdo fue modificado el 23 de diciembre de 2016 excluyéndose la construcción de los tres chalanes y extendiendo el plazo de entrega al 31 de diciembre de 2018. Este acuerdo actualmente tiene un valor de 4,705 millones de pesos. En mayo de 2018 se recibió el remolcador azimutal Pemex Totonaca, y en abril de 2019 se recibió el primer buque multipropósito, Pemex Tláloc, con lo cual el número de embarcaciones entregadas a Pemex Logística asciende a nueve. Los 10 buques restantes pueden entregarse durante el presente año, sujetos a la renovación del convenio con la Secretaría de Marina, actualmente en curso, así como a la correspondiente disponibilidad presupuestal.
- En 2018 se inspeccionaron 1,016 kilómetros de ductos y se rehabilitaron 250 indicaciones de integridad de manera inmediata, además se rehabilitaron 7,618 metros lineales con recubrimiento anticorrosivo. Se pusieron en operación 45 sistemas de protección catódica, recuperando 931 kilómetros de potenciales fuera de criterio y se utilizó inhibidor de corrosión al interior de poliductos.

Almacenamiento

- Pemex Logística tiene la capacidad nominal para almacenar aproximadamente 32 millones de barriles de productos, como gasolina regular y premium, diésel, crudo, gas licuado y petroquímicos en 813 tanques. Para fortalecer la integridad mecánica de los tanques y cumplir con lo establecido por la CRE, se generó un contrato de inspección de tanques de almacenamiento con vigencia al 31 de diciembre de 2018, fecha en que se concluyó la inspección de 153 tanques en las Terminales de Almacenamiento y Despacho (TAD) y se recuperaron 7,168 Mb de capacidad de productos petrolíferos y petroquímicos.

- Adicionalmente, durante 2018 se rehabilitaron siete tanques en las TAD de Colima, Lázaro Cárdenas, Acapulco, Madero, Saltillo, Ciudad. Juárez y Ciudad Valles, mismos que se encontraban fuera de operación, recuperándose 180 Mb de capacidad de productos petrolíferos. Asimismo, en la Terminal Marítima de Pajaritos, se rehabilitaron cinco tanques para almacenamiento de crudo con capacidad total de 1,300 Mb, se recuperaron calados oficiales y se mejoraron operaciones en buques tanque, a través del dragado al área de muelles de dicha Terminal.

Tratamiento y logística primaria

- En la Terminal Marítima Dos Bocas se concluyó el mantenimiento mayor de los tanques de resguardo TV-5001 y TV-5009 y se inició el mantenimiento mayor al tanque TV-5002. Para el 2019 se tiene programado dar mantenimiento mayor al tanque para el tratamiento de crudo TV-5005.

Inversiones, asociaciones y alianzas.

- Proyecto Sistema Peninsular: Consiste en la conexión por ducto de las terminales de Progreso y Mérida con Cancún, para abastecer combustibles de manera más económica y eficiente a los estados de Quintana Roo y Yucatán. El Proyecto contempla incrementar la capacidad de almacenamiento de la terminal de Mérida, la construcción de una nueva terminal de almacenamiento en Cancún, así como un ducto de Mérida a Cancún bajo un esquema de alianza, con una inversión total estimada de 290 millones de dólares. Pemex Logística se encuentra en proceso de evaluación del proyecto y, en su caso, se formalizaría el convenio de accionistas de la sociedad de propósito específico, de la cual Pemex Logística ostenta el 30% de las acciones.
- Proyecto Tolteca: Incremento de la capacidad de transporte de combustibles por ducto hacia la Ciudad de México y Tula, mejoramiento de la logística hacia el centro, el Bajío y occidente del país, impulsando también la construcción de una nueva terminal de almacenamiento y despacho en Tula, Hidalgo.

Temporada Abierta

Pemex ofrece al mercado energético su infraestructura de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos, mediante subasta transparente y competitiva, vía mecanismo de Temporada Abierta.

Sistemas de Baja California y Sonora: El 2 de mayo de 2017 se dio a conocer el fallo de la primera etapa de la Temporada Abierta, resultando ganadora la empresa estadounidense *Andeavor* (anteriormente *Tesoro Corporation*). Las capacidades asignadas abarcaron los poliductos Rosarito-Mexicali, Rosarito-Ensenada, Guaymas-Hermosillo y Guaymas-Ciudad Obregón, así como las terminales de almacenamiento de Rosarito, Mexicali y Ensenada en Baja California; Guaymas, Ciudad Obregón, Hermosillo, Magdalena, Nogales y Navojoa en Sonora.

Sistema Norte Zona Frontera: En marzo de 2018, se celebró la subasta, que consistió en tres terminales y dos secciones de ductos con infraestructura en los estados de Coahuila y Tamaulipas; sin embargo, debido a que no se recibieron propuestas externas, la capacidad de este sistema se asignó a Pemex TRI.

Sistema Norte: Zona Juárez, Zona Cadereyta y Zona Frontera; y el Sistema Pacífico: Zona Topolobampo: constó de 16 terminales de almacenamiento y 13 tramos de ductos, dicha Temporada inició en 22 mayo y concluyó el 24 de julio de 2018, resultando la empresa Tesoro México Supply & Marketing, S. de R.L. de C.V. (*Andeavor*) la única ganadora del proceso de subasta, concretándose únicamente el Sistema Pacífico.

Desviaciones volumétricas

Durante 2018, Pemex Logística registró un incremento de 4,583.9 Mb de desviación volumétrica en sus sistemas de transporte por ducto (poliductos), lo que representa una variación de 28.9%, con respecto a 2017.

En este sentido, para combatir el robo de combustible, Pemex tomó medidas urgentes a finales de 2018 y principios de 2019, implementando una estrategia de atención y vigilancia a los derechos de vía, con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional, la Secretaría de Marina y la Policía Federal. Se reforzó la vigilancia en los 1,600 km de los seis ductos principales del país. Adicionalmente, más de 5,000 elementos de vigilancia han implementado medidas de seguridad en ductos de todo el país, particularmente se colocaron 800 elementos salvaguardando el ducto Tuxpan-Azcapotzalco.

5.2. Comercialización

Durante 2018, Pemex Transformación Industrial comercializó 1,314.8 Mbd de petrolíferos, volumen inferior en 6.6% (93.6 Mbd) al reportado el año previo, y se explica básicamente por una menor demanda de diésel y gasolinas en el mercado, así como por el factor de penetración de la competencia ante la apertura del mercado a particulares.

- Las ventas totales de gasolina se ubicaron en 764.2 Mbd, cantidad inferior en 4.2% (33.3 Mbd) respecto a las de 2017. Del total de las ventas, las de Pemex Magna fueron 646.2 Mbd y las de Pemex Premium 117.5 Mbd.
- La comercialización de diésel promedió 331.3 Mbd, cifra menor en 9.3% (34.2 Mbd) a la de 2017. La reducción en el mercado de diésel se explica por una mayor participación de terceros.
- El volumen de ventas de turbosina se ubicó en 85.6 Mbd, superior en 4.9% respecto al año previo.
- Las ventas internas de combustóleo fueron 105.1 Mbd, cantidad inferior en 15.7% (19.5 Mbd) a la registrada el año anterior, por menores ventas a la Comisión Federal de Electricidad.
- Las ventas internas de gas natural seco fueron 2,064.3 MMpcd, cifra inferior en 21.3% (558.7 MMpcd) con relación a 2017. La disminución se explica principalmente por problemas de suministro de gas húmedo y por limitaciones para invertir en infraestructura y complementar la oferta interna.

- Las ventas totales de gas licuado fueron 163.6 Mbd. A partir de abril de 2018, se lanzó una estrategia comercial regional que permitió recuperar parte de las ventas perdidas en el mercado.
- El etano a ventas para terceros (Braskem-IDESA) se ubicó en 48.9 Mbd, que en comparación con el año previo significó un descenso de 15.2% (8.8 Mbd).
- Las ventas de gasolinas naturales promediaron 2.1 Mbd, con un incremento de 0.3 Mbd a las registradas el año anterior.

En cuanto a las ventas de productos petroquímicos y aromáticos:

- Se comercializaron 267.7 Mt de materia prima para negro de humo, cantidad similar respecto a 2017.
- El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) se ubicó en 143.4 Mt, que significó una diferencia negativa de 27.1% (53.2 Mt) respecto al observado en 2017, debido a una menor oferta del producto, principalmente en las refinerías de Minatitlán y Tula.
- Las ventas internas de azufre fueron de 450.5 Mt, volumen inferior en 15% (79.4 Mt) al año previo, dicho comportamiento se explica por una menor oferta en las refinerías.
- En la cadena de aromáticos las ventas internas se ubicaron en 101.6 Mt, cifra inferior en 8.7% (9.7 Mt) con relación al año anterior, dicho resultado se explica por una menor oferta de estos productos.

Volumen de las ventas internas de Pemex Transformación Industrial[1]

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017
							%
Petrolíferos (Mbd)	1,501.8	1,427.6	1,426.7	1,446.0	1,408.4	1,314.8	-6.6
Gasolinas	787.3	776.8	793.3	823.1	797.5	764.2	-4.2
Diésel	391.7	389.4	384.7	387.2	365.5	331.3	-9.3
Turbosina	62.2	66.5	70.8	76.2	81.7	85.6	4.9
Combustóleo	189.3	121.7	111.7	102.6	124.7	105.1	-15.7
Otros[2]	71.2	73.3	66.2	56.9	39.1	28.5	-27.1
Gas licuado[3] (Mbd)	283.2	280.9	277.4	200.7	169.8	163.6	-3.7
Gas natural seco (MMpcd)	3,463.5	3,451.2	3,246.6	3,347.3	2,623.0	2,064.3	-21.3
Petroquímicos (Mt)	1,752.9	1,929.9	1,841.2	2,151.1	2,505.2	2,203.1	-12.1

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

1 El 1 de noviembre de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.

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

3 En noviembre de 2018, Pemex Exploración y Producción inició la comercialización directa de gas licuado, que en dicho año fue en volúmenes no significativos.

Volumen de las ventas internas de petroquímicos por EPS

(miles de toneladas)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017 %
Petroquímicos	4,077.3	4,133.8	3,774.9	4,000.7	4,118.8	3,781.3	-8.2
Pemex Transformación Industrial[1]	1,752.9	1,929.9	1,841.2	2,151.1	2,505.2	2,203.1	-12.1
Etano[2]	16.7	119.1	175.9	606.0	1,147.3	970.4	-15.4
Azufre	520.7	655.3	572.7	580.5	529.9	450.5	-15.0
Materia prima para negro de humo	426.3	349.3	299.5	290.6	267.8	267.7	0.0
Propileno	312.6	354.5	321.4	252.9	196.6	143.4	-27.1
Otros	476.6	451.7	471.7	421.1	363.6	371.1	2.1
Pemex Etileno[3]	1,238.4	1,124.8	1,114.3	915.4	645.61	655.2	1.5
Polietilenos	556.2	572.3	551.7	467.3	357.6	338.0	-5.5
Óxido de etileno	243.0	239.6	223.5	181.3	138.1	131.0	-5.2
Glicoles	181.4	166.3	175.0	167.5	116.3	130.4	12.2
Otros	257.7	146.6	164.1	99.2	33.7	55.8	65.8
Pemex Fertilizantes[4]	1,086.0	1,079.1	819.5	934.3	968.0	923.0	-4.6
Amoniaco	842.0	835.5	643.4	752.8	760.4	771.7	1.5
Otros	244.0	243.6	176.1	181.5	207.6	151.3	-27.1

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

1 El 1 de noviembre de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.

2 Representa las ventas a Braskem-IDESA y Petroquímica Mexicana de Vinilo.

3 El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Etileno, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

4 El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Fertilizantes, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

Mercado internacional

Exportaciones

En 2018 se registraron las siguientes operaciones de comercio exterior:

Petróleo crudo, con exportaciones promedio de 1,184.1 Mbd, 0.9% mayor a lo registrado en 2017. La participación de los crudos mexicanos Maya e Istmo fue 97.4%, y 2.6%, respectivamente.

Las exportaciones de combustóleo fueron de 89.8 Mbd, lo que significó una variación de -13.3% (-13.7 Mbd) respecto al año previo. Por su parte, las ventas de gasolina natural fueron de 37.7 Mbd, cifra inferior en 16.1% (-7.2 Mbd) a la registrada en el año anterior, por la disminución de la oferta de los complejos procesadores de gas.

Importaciones

Las importaciones de gasolinas fueron de 577.5 Mbd, cifra superior en 5% a la registrada en 2017, principalmente por la menor producción nacional, mientras que el volumen de importación de diésel se ubicó en 238.8 Mbd, mayor en sólo 0.6% (1.3 Mbd) al año previo, debido a la mayor participación de particulares en este mercado.

Por su parte, las importaciones de gas natural seco fueron de 1,316.5 MMpcd, volumen que presentó una diferencia de -25.5% (-449.5 MMpcd) a las registradas en 2017. Las importaciones de gas licuado se ubicaron en 61.8 Mbd, volumen superior en 45.2% (19.2 Mbd) respecto al año anterior, debido principalmente a una menor producción.

Mercado Internacional

(miles de barriles diarios)

Productos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017 (%)
Exportación							
Crudo[1]	1,188.8	1,142.2	1,172.4	1,194.3	1,173.9	1,184.1	0.9
Petrolíferos y gas licuado	176.3	199.3	193.7	185.5	158.0	132.8	-14.9
Petroquímicos (Mt)	614.3	406.1	333.8	124.7	60.5	57.8	-4.6
Importación							
Gas natural seco [2] (MMpcd)	1,289.7	1,357.8	1,415.8	1,933.9	1,766.0	1,316.5	-25.5
Petrolíferos y gas licuado	602.9	640.3	739.8	799.5	935.4	980.0	4.8

1 Incluye los crudos Altamira y Talam.
2 Solo operaciones de Petróleos Mexicanos.

Balanza comercial

El resultado de las operaciones de Pemex en el comercio exterior derivó en una balanza comercial deficitaria de 3,383.7 millones de dólares, por efecto de un crecimiento de 30.3% en el valor de las exportaciones, contrarrestado por un monto 23.7% superior en el valor de las importaciones, principalmente gasolinas y diésel.

Balanza comercial de hidrocarburos

(millones de dólares)

Productos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017 %
Saldo	20,251.9	12,786.9	263.1	-2,368.6	-3,931.6	-3,383.8	-13.9
Exportaciones	48,582.3	41,241.2	21,116.8	17,498.8	22,488.7	29,304.4	30.3
Petróleo crudo[1]	42,711.7	35,638.4	18,451.1	15,582.0	20,047.2	26,512.1	32.2
Petrolíferos	5,527.1	5,411.6	2,587.6	1,895.1	2,402.5	2,752.1	14.6
Petroquímicos	171.0	132.4	63.5	20.5	37.8	39.2	3.7
Gas natural seco	2.8	4.8	1.6	1.1	1.3	1.0	-20.9
Importaciones	28,330.4	28,454.4	20,853.7	19,867.6	26,420.3	32,688.1	23.7
Petrolíferos	25,706.2	25,467.0	18,983.8	17,684.3	23,813.6	30,056.2	26.2
Gas natural seco	2,495.3	2,819.3	1,673.7	2,097.9	2,484.1	2,043.2	-17.8
Petroquímicos	128.9	168.1	196.3	85.5	122.5	588.8	380.5

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.
1 Incluye los crudos Altamira y Talam.

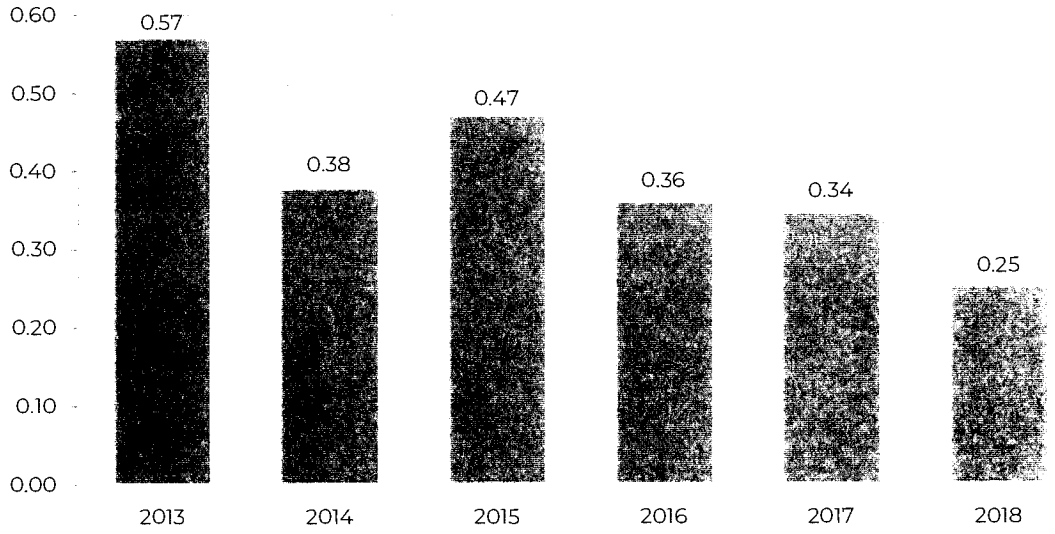
6. Seguridad industrial y protección ambiental

6.1. Seguridad industrial

Petróleos Mexicanos tiene un compromiso absoluto con la seguridad de sus trabajadores y lo hace extensivo a sus socios, contratistas, proveedores y prestadores de servicios. En este contexto, el Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA) de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias es una herramienta de apoyo para alcanzar niveles internacionales de desempeño en la materia, incorporando en la empresa una cultura de prevención y administración del riesgo en sus instalaciones y operaciones y/o procesos productivos, además de continuar con la protección y el mejoramiento del medio ambiente en beneficio de la comunidad.

Durante los años recientes, el desempeño en seguridad ha tenido una mejora sostenida, al pasar en 2013 de 0.57 en el índice de frecuencia acumulado para el personal de Pemex a 0.25 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en el 2018, el resultado más bajo registrado por tercer año consecutivo en la empresa. Este resultado representó una disminución de 26.5% en comparación con el valor de 0.34, obtenido en 2017 y 24.4% menor a la meta de 0.33 establecida para 2018.

Índice de frecuencia de accidentes
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)



Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Índice de frecuencia de accidentes (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)	0.34	0.25	0.33

El comportamiento por áreas se muestra a continuación:

Índice de frecuencia de accidentes

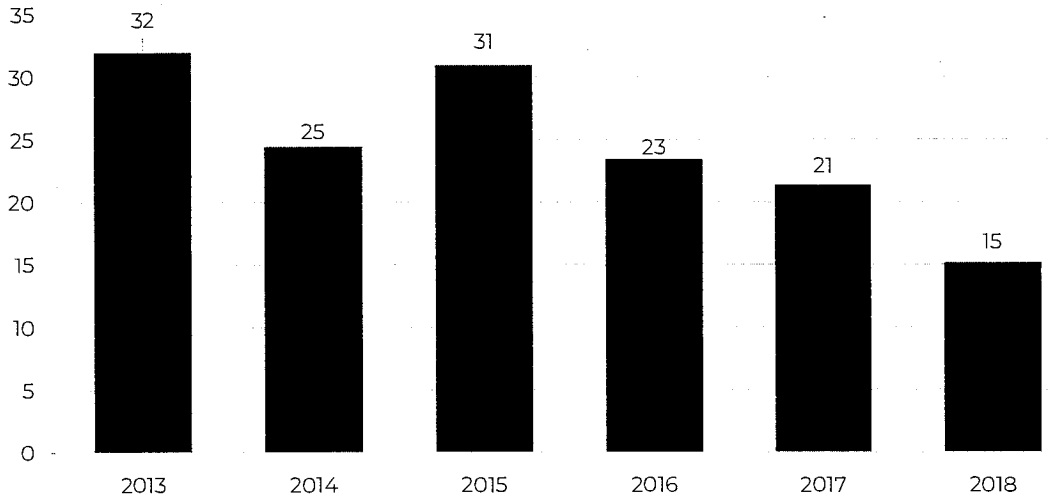
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF
2017	0.34	0.13	0.20	0.76	0.74	0.16	1.43
2018	0.25	0.12	0.12	1.00	0.13	0.37	1.20
Variación (%)	-26.5	-7.7	-40.0	31.6	-82.4	131.3	-16.1

Respecto al índice de gravedad resultante para el personal de Pemex, también se registraron mejoras, ya que en 2013 fue de 32 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo y en 2018 el valor alcanzado fue de 15 días, esta cifra fue 28.6% menor en comparación con el valor de 21 días perdidos, obtenido en 2017 y 25% menor a la meta establecida para Pemex de 20 días.

Índice de gravedad de accidentes

(días perdidos por millón de horas-hombre)



Los resultados obtenidos en las áreas que conforman Pemex fueron:

Índice de gravedad de accidentes

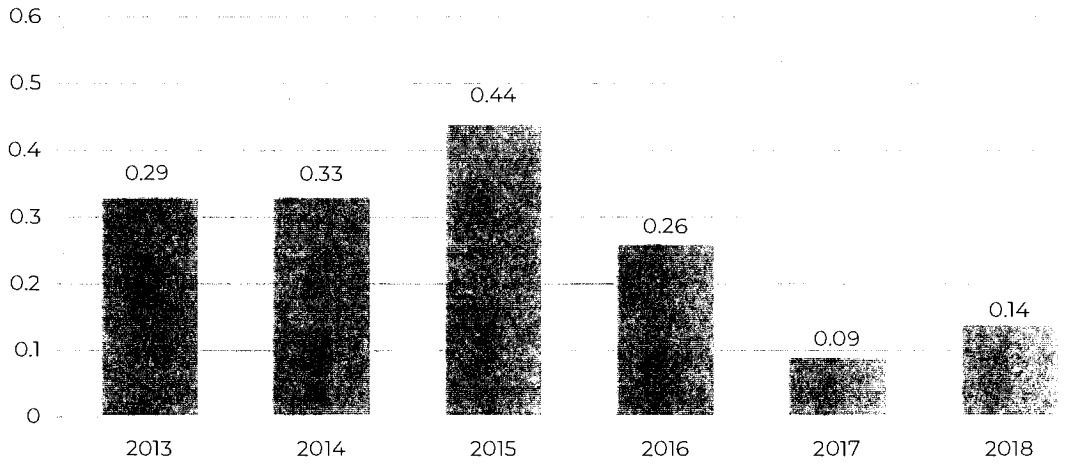
(días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF
2017	21	8	17	52	47	9	80
2018	15	11	9	91	4	18	25
Variación (%)	-28.6	37.5	-47.1	75.0	-91.5	100.0	-68.8

Las empresas contratistas se han alineado con el compromiso de Pemex para la seguridad de los trabajadores y ha repercutido favorablemente, siendo el índice de frecuencia de 0.29 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en 2013 y para 2018, el valor registrado fue 0.14.

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas

(accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)



El comportamiento de este índice fue:

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas

(accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF
2017	0.09	0.03	0.08	0.13	2.07	0.00	0.00
2018	0.14	0.07	0.11	0.71	0.00	0.00	0.00
Variación (%)	55.6	133.3	37.5	446.2	-100.0	-	-

En el periodo 2013-2018 se dio énfasis a las acciones en materia de seguridad industrial a través de la realización de diversas campañas, implementación de directrices, auditorías, tareas de seguimiento, ejecución disciplinada, capacitación de personal y acciones normativas.

- A partir del 2015 inició la operación de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), con la finalidad de regular a Petróleos Mexicanos en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente. El Sistema Pemex SSPA ya fue registrado y autorizado, también cuenta con la autorización para la operación de los programas en Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística.

Derivado de la implementación de las campañas de SSPA, se han logrado los siguientes resultados:

- Reducción de accidentalidad en: 51% en 11 Centros, donde se aplicaron directamente las campañas, y 23% en centros donde las EPS las replicaron.
- Disminución significativa de 67% en eventos graves de seguridad de los procesos.
- Posterior a la ejecución de las campañas "Orden y Limpieza", "Prevención de caídas al mismo nivel", se observó una abatimiento de accidentes por caídas al mismo nivel de 46% en todo Pemex y 68% en los centros de trabajo visitados.

6.2. Protección ambiental

La protección ambiental y el desarrollo sustentable son valores prioritarios para Pemex, por lo que tiene el compromiso de mejorar el desempeño ambiental para prevenir y reducir los impactos negativos al entorno.

En este sentido, Petróleos Mexicanos realizó diversas acciones para revertir la tendencia negativa del periodo 2013-2016 en las emisiones a la atmósfera principalmente en: proyectos de cogeneración en diversos centros de proceso y la reducción de la quema de gas en los activos de aguas someras, mediante la rehabilitación de módulos de compresión e implementación del Plan Estratégico de Aprovechamiento de Gas. Derivado de lo anterior, en 2017 se reportaron mejores resultados de las emisiones de dióxido de carbono equivalente, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

Al cierre de 2018 se cumplió con la meta anual de emisiones de dióxido de carbono equivalente establecidas en el Plan de Negocios 2017-2021, reportándose una emisión de 37.8 millones de toneladas. La menor emisión se debió principalmente a la entrada en operación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir la quema de gas en los Bloques Aguas Someras de Pemex Exploración y Producción e incrementar su aprovechamiento.

Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Emisiones de dióxido de carbono equivalente (MMt)	39.7	37.8	51.3

Las emisiones de óxidos de azufre (SOx) en 2018 fueron de 646.6 miles de toneladas, lo que representó una disminución de 1.3% respecto al año anterior (654.8 mil toneladas), por el menor envío de gas ácido a quemadores en las instalaciones de refinación.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) en 2018 se mantuvieron en los mismos niveles respecto al año anterior, dando un total de 82.3 miles toneladas, derivado principalmente del mayor aprovechamiento de gas en PEP.

Emisiones a la atmósfera

(miles de toneladas)

Emisiones	2017	2018	Variación (%)
Óxidos de azufre (SOx)	654.8	646.6	-1.3
Óxidos de nitrógeno (NOx)	82.6	82.3	-0.4

Fuente: SISPA 22.01.2019

En el 2018 el volumen de reúso de agua fue de 31.3 millones de metros cúbicos (MMm^3), cifra inferior a la programada de 35.6 MMm^3, debido al menor aprovechamiento de las plantas de tratamiento de agua en las refinerías.

Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Reúso de agua (MMm^3)	35.8	31.3	35.6

El uso de agua cruda fue de 173.4 MMm^3, lo que representó una disminución del 4.6%, con respecto al mismo periodo del año anterior (181.8 MMm^3), esto se debió al menor nivel de proceso en refinerías.

Manejo de agua

Concepto	2017	2018	Variación (%)
Uso de agua cruda (MMm^3)	181.8	173.4	-4.6
Descargas al agua (t)	2,341.0	2,291.3	-2.1

Fuente: SISPA 22.01.2019.
1 En 2017 se actualizó el dato ya que incluía volumen de agua de mar y de otras fuentes.

El inventario final de residuos en 2018 fue de 15.6 mil toneladas, lo que representó una disminución de 22.8% respecto al inventario final de 2017 que fue de 20.2 mil toneladas. Durante este periodo se generaron 43.5 mil toneladas y se dispusieron 48.1 mil toneladas, por lo que la relación de disposición con respecto a la generación fue de 1.11.

Al cierre de 2018, el 71% del inventario de residuos peligrosos corresponde a las actividades de Pemex Transformación Industrial.

Inventario final de residuos peligrosos

	2017	2018
Total	100%	100%
Lodos aceitosos	50%	64%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras, otros)	9%	9%
Residuos sólidos (estopas, baterías, pinturas, limpieza plantas, otros)	13%	19%
Sosas gastadas	28%	8%

Fuente: SISPA 22.01.2019

Al cierre de 2018, el inventario de sitios contaminados ascendió a 1,599.36 hectáreas (ha). Durante 2018 se realizó un ajuste a la baja tanto en el inventario de Pemex Logística, como de Pemex TRI, además fueron remediadas 61.0 ha, dando como resultado un inventario final total de 1,599.36 ha, lo que representó un decremento del 21.6% con respecto al 2017.

Sitios contaminados

(hectáreas)

	Inventario 2017	Inventario 2018
Total	2.041.01	1,599.36
Pemex Transformación Industrial	667.92	285.49
Pemex Logística	1,063.52	668.24
Pemex Exploración y Producción	309.56	645.53

El total de fugas y derrames en Pemex al cierre de 2018 fue de 912 eventos (no incluye aquellos por tomas clandestinas). A partir de 2018 se cuantifican todos los eventos industriales en ductos, instalaciones, autos tanque, bajo una perspectiva ambiental. En el cuarto trimestre del año, se observó un decremento en los eventos con fugas y derrames del 1.7% en relación con el trimestre anterior, debido principalmente al menor número de eventos registrados en Pemex Exploración y Producción.

Respecto a la distribución de los eventos, el 83.8% corresponden a Pemex Exploración y Producción, 13% a Pemex Logística, 2.8% a Pemex Transformación Industrial, 0.3% a Pemex Perforación y Servicios y 0.1% a PMI.

Para 2018, Pemex cuenta con un total de 221 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, de las cuales 101 cuentan con Certificados de Industria Limpia y de éstas, 32 fueron otorgados por primera vez y 69 por refrendo; y 120 se encuentran en proceso de certificación.

Certificados de Industria Limpia

Empresas	2017			2018		
	Certificados vigentes	En proceso de certificación	Total	Certificados vigentes	En proceso de certificación	Total
Total	167	123	290	101	120	221
Pemex Logística	78	56	134	73	54	127
Pemex Transformación Industrial	3	4	7	5	0	5
Corporativo	4	0	4	6	0	6
Pemex Exploración y Producción	51	61	112	16	66	82
Pemex Perforación y Servicios	31	2	33	1	0	1

Sustentabilidad

En Pemex se reconoce el papel fundamental correspondiente al sector petróleo y gas tanto en la reducción de emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero (CyGEI), como en el suministro de combustibles cada vez más limpios. La empresa realiza esfuerzos para mitigar el cambio climático, los cuales se encuentran incluidos en su Plan de Negocios y se enfocan en: implementación de sistemas de gestión de la energía para mejorar el desempeño energético de las instalaciones y reducir los volúmenes de combustibles utilizados; desarrollo de proyectos de aprovechamiento de gas natural asociado para reducir las emisiones generadas por el desfogue de gas a quemadores; sustitución de combustóleo por gas natural seco en calentadores a fuego directo y calderas, principalmente en la refinería de Salina Cruz; y desarrollo de proyectos de cogeneración.

Pemex copreside el Subcomité de Petróleo y Gas de *la Global Methane Initiative*, en donde se discute la manera de reducir de forma rentable las emisiones de metano del sector petróleo y gas, a través de nuevas tecnologías y mejoras operacionales. A finales de 2014, Pemex se unió a la *Climate and Clean Air Coalition* (CCAC), liderada por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Este esfuerzo global busca mejorar la calidad del aire y proteger el clima, enfocándose en la reducción de emisiones de contaminantes climáticos de vida corta (metano y hollín o carbón negro). Pemex mantiene una colaboración estrecha con otras empresas del sector a través de la *Oil and Gas Climate Initiative*, un esfuerzo encabezado por los directores generales de diez petroleras internacionales que representan el 20% de la producción de petróleo y gas en el mundo. A través de esta iniciativa, en los últimos diez años se ha logrado reducir cerca de una cuarta parte del total de emisiones aportadas por sus miembros.

Dada la relevancia del cambio climático y del compromiso de Pemex para combatirlo, en 2018 se realizaron actividades de capacitación, verificación de inventarios de emisiones, implementación de las disposiciones que establecen los lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos, el establecimiento de las bases de colaboración con la *Environment & Climate Change Canada y Natural Resources Canada;* continua la operación del Parque Ecológico Jaguaroundi en Coatzacoalcos y del Centro de Interpretación de Humedales en la Reserva de la Biósfera Pantanos de Centla, Tabasco, además del apoyo a la prestación de servicios ambientales y vinculados a la biodiversidad de la cuenca media del río Usumacinta, en la reserva de la biósfera Montes Azules, Chiapas.

7. Información financiera[16]

El Plan de Negocios de Pemex tiene como eje rector la rentabilidad de la empresa, a través de un conjunto de acciones estratégicas en cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias, que son reflejadas en los estados financieros consolidados. La estrategia de endeudamiento se enfocó en mantener una presencia regular en los mercados de capitales con el objetivo de ampliar la base de inversionistas y fortalecer la demanda por los instrumentos de Pemex. Derivado de lo anterior, Pemex cuenta con acceso a diversos mercados. Asimismo, el manejo activo de la deuda permitió mejorar el perfil de vencimientos de corto plazo, y así reducir concentraciones que presionen la situación financiera en el futuro.

Las acciones realizadas permitieron a Pemex alcanzar niveles de inversión programados, considerando un horizonte de largo plazo y un bajo nivel de riesgo, conforme a las condiciones prevalecientes en los mercados. En cuanto al ejercicio del presupuesto, se cumplió la meta de balance financiero comprometida.

7.1. Estados financieros

Los estados financieros de Pemex reflejan los esfuerzos para mejorar sus resultados, de impulsar el ahorro y uso racional de recursos e instrumentar, con sentido práctico, iniciativas que permitan obtener eficiencia en la administración de costos sobre las actividades operativas y productivas de la empresa, que entre otros aspectos contemplan fortalecer la eficiencia y eficacia operativas.

Las ventas presentaron un incremento de 284,091 millones de pesos respecto al año previo, principalmente por el efecto precio de 171,390 millones de pesos en gasolinas magna y premium, diésel, combustóleo, turbosina y gas natural seco, en las ventas nacionales y de 148,241 millones de pesos en ventas de exportación de la Mezcla Mexicana, combustóleo y naftas, sumando el efecto del tipo de cambio por 16,627 millones de pesos y un incremento por el efecto volumen de 18,480 millones de pesos. Lo anterior, disminuido por el efecto volumen en 68,190 millones de pesos en gasolina premium, diésel, gas licuado y gas natural seco en el mercado nacional.

Cabe señalar que el rendimiento de operación fue positivo al ubicarse en 367,401 millones de pesos, después del efecto de los costos y gastos de operación junto con el registro de deterioro.

16 En el apartado 10.1 se presentan los Estados Financieros Auditados, elaborados conforme a las políticas y criterios contables, los cuales se incluyen en ese mismo apartado.

El resultado de EBITDA (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) permite medir el flujo de efectivo generado por la operación de la empresa durante el ejercicio corriente. En 2018, este indicador alcanzó 551,652 millones de pesos, principalmente por el incremento en los precios de los productos comercializados en ventas nacionales y de exportación, lo que resultó en una mejor capacidad de generación de flujo de efectivo que se incrementó en 19.5% respecto a 2017 y permitió a la empresa establecer una posición más sólida y sustentable para el mediano plazo.

El margen EBITDA permaneció igual respecto a 2017 en un 33%, esto muestra que la empresa mantiene el flujo por la operación respecto a los costos incurridos, conservando la solvencia de corto plazo.

El resultado cambiario no presentó variaciones, en 2018 se tiene un efecto favorable por 23,660 millones de pesos comparado con 23,184 millones de pesos en 2017.

Durante el ejercicio 2018 se observó una pérdida neta de 180,419 millones de pesos que se explica principalmente por: (i) un incremento en el costo de ventas por mayores compras de importación de gasolina, diésel y turbosina en 123,028 millones de pesos; (ii) incremento en el costo por instrumentos financieros derivados debido a una apreciación del dólar contra las divisas que se cubren en 47,598 millones de pesos; (iii) un incremento en los Derechos a la Utilidad Compartida por un mayor precio de la Mezcla Mexicana de Exportación por 131,890 millones de pesos; compensado con el reconocimiento de una reversa de deterioro de activos fijos de 172,864 millones de pesos, en particular de Pemex Exploración y Producción.

Estado de Resultados de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera

(millones de pesos)

Rubro	2018	2017	Variación Importe	Variación %
Ventas netas:				
En el país	980,560	877,360	103,200	11.8
De exportación	691,887	508,539	183,348	36.1
Ingresos por servicios	8,673	11,130	(2,457)	(22.1)
Total de ventas	**1,681,120**	**1,397,029**	**284,091**	**20.3**
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades	(21,419)	151,445	(172,864)	(114.1)
Costo de lo vendido	1,199,512	1,004,205	195,307	19.4
Rendimiento (pérdida) bruto	**503,027**	**241,379**	**261,648**	**108.4**
Otros ingresos (gastos), neto	23,053	5,174	17,879	345.6
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	24,357	21,889	2,468	11.3
Gastos de administración	134,322	119,940	14,382	12.0
Rendimiento (pérdida) de operación	**367,401**	**104,724**	**262,677**	**250.8**
Ingreso financiero	31,557	16,166	15,391	95.2
Costo financiero	(120,727)	(117,644)	(3,083)	2.6
(Costo) rendimiento por derivados financieros, neto	(22,259)	25,339	(47,598)	(187.8)
Utilidad en cambios, neto	23,660	23,184	476	2.1
	(87,769)	(52,955)	(34,814)	65.7
Rendimiento en la participación en los resultados de	1,527	360	1,167	324.2
Rendimiento (pérdida) antes de derechos,	**281,159**	**52,129**	**229,030**	**439.4**
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	469,934	338,044	131,890	39.0
Impuestos netos a la utilidad	(8,356)	(5,064)	(3,292)	65.0
Total de derechos, impuestos y otros	461,578	332,980	128,598	38.6
Pérdida neta	(180,419)	(280,851)	100,432	(35.8)
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	-	5,564	(5,564)	(100.0)
Efecto por conversión	846	(6,097)	6,943	(113.9)
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a	222,545	12,039	210,506	1,748.5
Total de otros resultados integrales	**223,391**	**11,506**	**211,885**	**1,841.5**
Resultado integral total	**42,972**	**(269,345)**	**312,317**	**(116.0)**
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	(180,374)	(280,845)	100,471	(164.2)
Participación no controladora	(45)	(6)	(39)	(850.0)
Pérdida neta	**(180,419)**	**(280,851)**	**100,432**	**(35.8)**
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	223,834	11,512	212,322	1,844.4
Participación no controladora	(443)	(6)	(437)	7,283.3
Total de otros resultados integrales	**223,391**	**11,506**	**211,885**	**1,841.5**
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	43,460	(269,333)	312,793	(116.1)
Participación no controladora	(488)	(12)	(476)	3,966.7
Resultado integral total	**42,972**	**(269,345)**	**312,317**	**(116.0)**

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Estado de Situación Financiera

Pemex busca incrementar la eficiencia financiera teniendo como eje rector la rentabilidad establecida en su Plan de Negocios, por lo que evaluó los beneficios de la enajenación de activos no estratégicos a fin de obtener capital de trabajo y disminuir su endeudamiento, también implementó un Programa Anual de Coberturas Petroleras, a través de la adquisición de Instrumentos Financieros Derivados.

Respecto a la enajenación de activos no estratégicos, resalta lo siguiente:

- En septiembre de 2018 se realizó la venta de la participación accionaria de la empresa TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V. generando un ingreso por 43 millones de dólares.
- En noviembre de 2018 se llevó a cabo la venta de la participación accionaria de las empresas Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. y PMV Minera, S.A. de C.V. generando un ingreso por 159 millones de dólares.

Para apoyar la estabilidad de los ingresos de la empresa, a partir de mayo de 2017 se implementó un Programa Anual de Coberturas Petroleras, autorizado por el Consejo de Administración, con el objetivo de contar con una protección de sus flujos de efectivo ante caídas del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación y evitar, en la medida de lo posible, recortes en el presupuesto de inversión. Dichas coberturas generaron rendimientos netos al 31 de diciembre de 2018 por aproximadamente 121 millones de dólares.

El estado de situación financiera presenta lo siguiente:

- El capital de trabajo negativo respecto a 2017 se incrementó en 29,066 millones de pesos, este comportamiento se debe principalmente al aumento de los vencimientos de deuda a corto plazo.
- El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo neto, se redujo 52,365 millones de pesos, en particular por la disminución del Derecho a la Utilidad Compartida diferido en Pemex Exploración y Producción y la reclasificación al corto plazo de los pagarés, referente al apoyo por parte del Gobierno Federal por concepto de pasivo laboral.
- Disminución en el activo fijo, principalmente por el reconocimiento de la depreciación por 153,382 millones de pesos, compensándose con el reconocimiento de una reversa de deterioro por 21,419 millones de pesos y el efecto neto de las nuevas inversiones y bajas por 97,940 millones de pesos.
- Disminución en el pasivo laboral por beneficios a empleados por 177,894 millones de pesos, principalmente como consecuencia del incremento en la tasa de descuento la cual pasó de 7.89% al cierre de 2017 a 9.29% al cierre de 2018.

Lo anterior se traduce en una mejora en el patrimonio por 42,947 millones de pesos como resultado del efecto de las ganancias actuariales reconocidas por 222,545 millones de pesos, compensado con la pérdida neta del ejercicio por 180,419 millones de pesos.

Estado de Situación Financiera de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera

(millones de pesos)

Rubro	2018	2017	Variación Importe	Variación %
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	81,912	97,852	(15,940)	(16.3)
Cuentas por cobrar, neto	205,294	170,646	34,648	20.3
Inventarios, neto	82,023	63,859	18,164	28.4
Activos no financieros mantenidos para la venta	1,254	-	1,254	100.0
Instrumentos de patrimonio	245	1,057	(812)	(76.8)
Instrumentos financieros derivados	22,382	30,113	(7,731)	(25.7)
Total del activo circulante	**393,110**	**363,527**	**29,583**	**8.1**
No circulante				
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	16,842	16,707	135	0.8
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,402,486	1,436,509	(34,023)	(2.4)
Documentos por cobrar a largo plazo	119,829	148,493	(28,664)	(19.3)
Impuestos diferidos	122,785	146,192	(23,407)	(16.0)
Activos intangibles	13,720	9,089	4,631	51.0
Otros activos	6,425	11,485	(5,060)	(44.1)
Total del activo no circulante	**1,682,087**	**1,768,475**	**(86,388)**	**(4.9)**
Total del activo	**2,075,197**	**2,132,002**	**(56,805)**	**(2.7)**
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	191,796	157,210	34,586	22.0
Proveedores	149,843	139,955	9,888	7.1
Impuestos y derechos por pagar	65,325	51,005	14,320	28.1
Cuentas y gastos acumulados por pagar	24,918	23,212	1,706	7.3
Instrumentos financieros derivados	15,895	17,746	(1,851)	(10.4)
Total del pasivo circulante	**447,777**	**389,128**	**58,649**	**15.1**
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,890,491	1,880,666	9,825	0.5
Beneficios a los empleados	1,080,542	1,258,436	(177,894)	(14.1)
Provisión para créditos diversos	101,753	87,677	14,076	16.1
Otros pasivos	9,528	14,194	(4,666)	(32.9)
Impuestos diferidos	4,512	4,254	258	6.1
Total del pasivo no circulante	**3,086,826**	**3,245,227**	**(158,401)**	**(4.9)**
Total del pasivo	**3,534,603**	**3,634,355**	**(99,752)**	**(2.7)**
Patrimonio (déficit), neto				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	356,544	356,544	-	-
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	-	-
Reserva legal	1,002	1,002	-	-
Resultados acumulados integrales	71,947	(151,887)	223,834	(147.4)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(1,752,732)	(1,471,863)	(280,869)	19.1
Pérdida neta del año	(180,374)	(280,845)	100,471	(35.8)
Total participación controladora	**(1,459,882)**	**(1,503,318)**	**43,436**	**(2.9)**
Total participación no controladora	**476**	**965**	**(489)**	**(50.7)**
Total del patrimonio (déficit), neto	**(1,459,406)**	**(1,502,353)**	**42,947**	**(2.9)**
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto	**2,075,197**	**2,132,002**	**(56,805)**	**(2.7)**

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

En el apartado 10.1 se presentan los Estados Financieros Auditados, elaborados conforme a las políticas y criterios contables, los cuales se incluyen en ese mismo apartado.

7.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

La política de financiamiento de Petróleos Mexicanos busca atender de manera óptima las necesidades de recursos financieros en el corto y largo plazo.

El Consejo de Administración de Pemex aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2018. La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2018 estableció que se autoriza a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta 30,000 millones de pesos y un monto de endeudamiento neto externo de hasta 6,182.8 millones de dólares. Asimismo, la misma Ley establece que Pemex podría contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total antes señalado (143,764 millones de pesos equivalentes a 7,813.2 millones de dólares)[17].

Estructura de la deuda al 31 de diciembre de 2018

En 2018, Pemex continuó con la diversificación de sus fuentes de financiamiento tanto de inversionistas como de divisas, participando en mercados donde se mejore el perfil de su portafolio de deuda en términos de costo, plazo y liquidez.

Las características generales del portafolio de deuda de Pemex, por tipo de moneda, tipo de tasa, así como el perfil de vencimientos del portafolio al 31 de diciembre de 2018, se detalla a continuación.

Por tipo de moneda

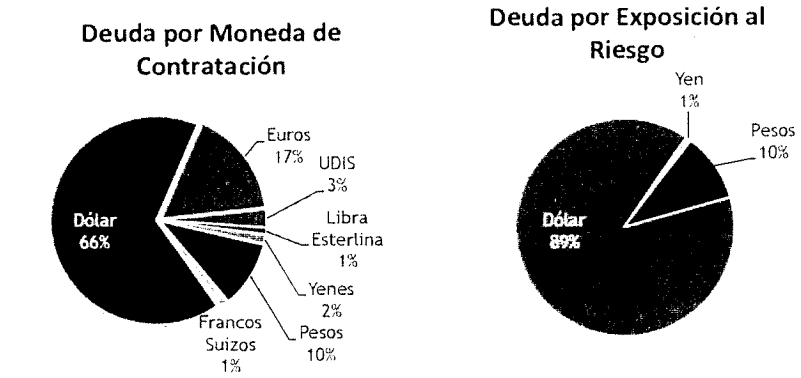
Con el objetivo de mitigar el riesgo cambiario, Pemex ha implementado una estrategia de cobertura con Instrumentos Financieros Derivados, a través de los cuales se convierten a dólares los créditos en divisas distintas al dólar.

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

17 El tipo de cambio utilizado es el correspondiente al PEF de 18.4 pesos por dólar.

El resultado de la implementación de esta estrategia es el siguiente:

Composición de la deuda
(al 31 de diciembre de 2018)

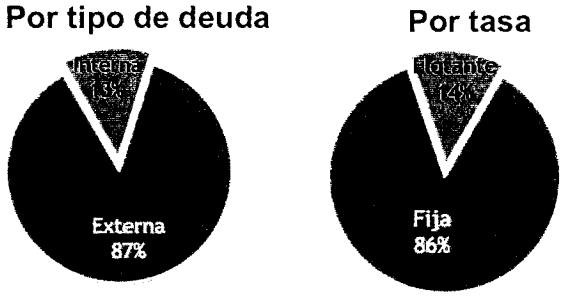


Fuente: Petróleos Mexicanos

Por tipo de tasa:

El 86% 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)

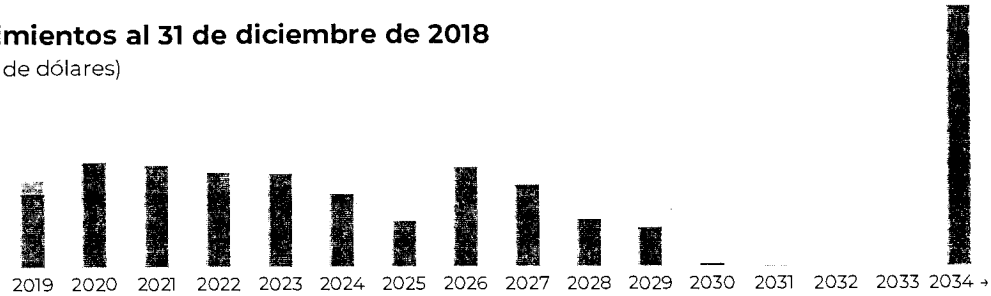


Fuente: Petróleos Mexicanos.

Perfil de vencimientos:

En 2018, 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 entidad. Adicionalmente, existe la posibilidad de realizar operaciones de manejo de pasivos que permitan extender la vida media de los vencimientos de la deuda contratada y promover la adecuada gestión de la estructura de financiamiento.

Perfil de vencimientos al 31 de diciembre de 2018
(miles de millones de dólares)



	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034 →
Créditos revolventes	1.3															
Deuda	6.7	9.7	9.4	8.7	8.6	6.7	4.2	9.1	7.5	4.4	3.6	0.3	0.1	0.0		23.7

Notas: 1.- Proyección elaborada con base en el saldo al 31 de diciembre de 2018 por 104.1 miles de millones de dólares, utilizando los tipos de cambio del 31 de diciembre de 2018 para la conversión a dólares de todas las monedas. 2.- El perfil de vencimientos de 2019 incluye la posible amortización de las líneas de crédito revolventes por 1,320 millones de dólares. 3.- Tipo de cambio para la conversión de pesos a dólar 1USD=19.6829 MXN.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

Disposiciones y amortizaciones

Al cierre de 2018, el saldo de la deuda interna de Pemex fue de 269,053.6 millones de pesos[18], monto superior en 47.9 millones de pesos respecto al observado al cierre de 2017, que fue de 269,005.7 millones de pesos. Esta variación es el resultado conjunto de:

- Un endeudamiento neto interno de -2,432.7 millones de pesos, derivado de disposiciones por 142,500.0 millones de pesos y amortizaciones por 144,932.7 millones de pesos,
- Ajustes contables al alza por 2,543.7 millones de pesos, derivados del efecto inflacionario de la deuda interna indizada y
- Consolidación de otros adeudos de las empresas filiales por -63.0 millones de pesos.

De la deuda interna de Pemex, el 67% se encuentra contratado a tasa fija y el 33% a tasa variable.

18 No incluye intereses devengados por 3,374.2 millones de pesos

Perfil de amortizaciones de la deuda interna de Petróleos Mexicanos

(millones de pesos)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total	**53,709.0**	**33,369.0**	**32,780.4**	**10,406.6**	**6,968.2**	**131,820.4**
Certificados bursátiles	38,972.3	24,922.7	24,323.9	-	-	119,599.5
Créditos bancarios	8,313.4	8,313.4	8,313.4	10,252.9	6,802.6	11,525.9
Crédito revolvente [1]	6,300.0	-	-	-	-	-
Otros	123.4	132.9	143.1	154.0	165.7	694.9

1 Este crédito es una línea revolvente cuyo vencimiento va hasta noviembre de 2019 y su refinanciamiento se realiza a través del mismo programa.
La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre de 2018, utilizando para el caso de la UDI el valor al 31 de diciembre de 2018 de 1 UDI = 6.226631 pesos.
Fuente Petróleos Mexicanos.

En tanto que el saldo de la deuda externa de Pemex ascendió a 90,423.7 millones de dólares[19] (equivalente a 1,779,780 millones de pesos utilizando el tipo de cambio de 19.6829 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2018), monto superior en 2,648 millones de dólares respecto al observado al cierre de 2017. Esta variación es el resultado de:

- Un endeudamiento neto externo de 3,337.8 millones de dólares derivado de disposiciones por 19,356.0 millones de dólares y amortizaciones por 16,018.2 millones de dólares.
- Ajustes contables negativos por 940.6 millones de dólares, derivados de la variación del dólar con respecto a otras monedas en que se encuentra contratada la deuda y consolidación de otros adeudos de las empresas filiales por 250.8 millones de pesos.

El 89.4% de la deuda externa de Pemex se contrató a tasa fija y el 10.6% restante a tasa variable.

Perfil de amortizaciones de la deuda externa de Petróleos Mexicanos

(millones de dólares)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total	**5,317.0**	**7,955.1**	**7,699.5**	**8,189.9**	**8,210.6**	**53,051.5**
Mercado de capitales	3,233.8	4,585.7	6,822.2	7,427.6	7,008.3	51,056.4
Créditos bancarios	152.4	2,661.1	83.6	83.6	853.5	387.0
ECA	680.0	467.5	548.3	456.4	148.4	349.4
Arrendamiento financiero	165.4	215.0	220.0	205.5	200.4	1,258.7
Otros	85.4	25.9	25.3	16.8		
Crédito revolvente [1]	1,000.0					

1 Este crédito son líneas revolventes cuyo vencimiento es en enero de 2020 y su refinanciamiento se realiza a través de los mismos programas. La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre 2018. Los créditos asegurados o garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación son denominados ECA, por sus siglas en inglés.
Fuente Petróleos Mexicanos.

19 No incluye intereses devengados por 1,527.3 millones de dólares.

Manejo de liquidez:

El 9 de noviembre de 2018, Pemex suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de 9,000 millones de pesos con plazo de cinco años.

Pemex cuenta con seis líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez por un total de 6,700 millones de dólares y 32,500 millones de pesos. Al 31 de diciembre de 2018 se tenían dispuestas líneas por 300 millones de dólares y 6,300 millones de pesos.

Las actividades de financiamiento se encuentran descritas en el anexo de este informe, en las notas a los estados financieros.

7.3. Ejercicio del presupuesto

Para el ejercicio fiscal 2018, 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 -79,414 millones de pesos en flujo de efectivo. Este balance consideró ingresos totales por 1,686,130 millones de pesos, egresos totales por 1,654,734 millones de pesos y un costo financiero neto de 110,810 millones de pesos.

Al cierre del ejercicio presupuestal, el balance financiero registrado fue de -61,811 millones de pesos, lo que representó una mejora de 17,603 millones de pesos respecto al monto aprobado. Lo anterior es resultado de mayores ingresos propios, menor ejercicio de gasto programable[20] y un incremento en el costo financiero.

Variables macroeconómicas

El presupuesto aprobado por el Congreso consideró un precio de la MME de 48.50 US$/b por barril y un tipo de cambio de 18.40 pesos por dólar. El entorno macroeconómico observado al cierre del año registró mejoras en estos fundamentales, ubicando la MME en 61.34 US$/b y el tipo de cambio en 19.24 pesos por dólar.

Esta situación derivó que Pemex, en concordancia con la situación del resto de las empresas petroleras en la industria, enfrentara una situación propicia para la mejora de sus resultados financieros.

Para Pemex resultó prioritario mejorar su posición financiera e impactar positivamente su perfil crediticio, a pesar de que las prospectivas de producción de hidrocarburos mostraban retrasos en la entrada de nuevos proyectos y en los resultados operativos. En este contexto, se gestionaron acciones para mejorar la generación de flujo de efectivo, reducir las necesidades de financiamiento y lograr mejoras en el balance financiero respecto a lo aprobado por el Congreso.

20 Incluye el resultado neto de operaciones ajenas por -5,200 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo

Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado.

(millones de pesos)

Concepto	2017	2018 [1]				Variación (%)		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	18/17 Real[2]
Ingresos	**1,764,221**	**1,686,130**	**2,028,032**	**2,027,581**	**341,452**	**20.3**	**0.0**	**9.6**
Ventas nacionales	1,288,842	1,309,535	1,396,276	1,395,897	86,362	6.6	0.0	3.2
Ventas exteriores	409,559	345,430	570,790	570,789	225,359	65.2	0.0	32.9
Venta servicios	11,797	1,150	16,800	16,799	15,648	n.r.	0.0	35.7
Otros ingresos	54,023	30,015	44,166	44,096	14,081	46.9	-0.2	-22.2
Tasa negativa IEPS	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Otros Ingresos diversos	54,023	30,015	44,166	44,096	14,081	46.9	-0.2	-22.2
Subsidios y transferencias	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Egresos	**1,756,895**	**1,654,734**	**1,968,224**	**1,967,336**	**312,602**	**18.9**	**0.0**	**6.7**
Gasto programable	385,190	391,946	381,997	381,576	-10,370	-2.6	-0.1	-5.6
Corriente	138,951	123,450	136,997	136,738	13,288	10.8	-0.2	-6.2
Pensiones y jubilaciones	52,491	63,874	56,145	56,145	-7,729	-12.1	0.0	2.0
Inversión	193,749	204,622	188,855	188,693	-15,929	-7.8	-0.1	-7.2
Mercancía para reventa	501,813	375,197	657,991	657,990	282,793	75.4	0.0	25.0
Op. ajenas netas	-2,713	0	-4,603	-5,200	-5,200	n.r.	13.0	82.8
Impuestos indirectos	424,791	455,442	400,617	400,749	-54,693	-12.0	0.0	-10.1
Impuestos directos	447,813	432,150	532,222	532,221	100,071	23.2	0.0	13.3
Balance primario	**7,326**	**31,396**	**59,807**	**60,246**	**28,850**	**91.9**	**0.7**	**683.9**
Costo financiero	101,067	110,810	122,056	122,057	11,247	10.1	0.0	15.1
Balance financiero	**-93,741**	**-79,414**	**-62,249**	**-61,811**	**17,603**	**-22.2**	**-0.7**	**-37.1**
Ingresos propios [3]	389,804	423,342	437,201	436,621	13,280	3.1	-0.1	6.8
Endeudamiento neto	**57,546**	**143,764**	**55,112**	**52,391**	**-91,373**	**-63.6**	**-4.9**	**-13.2**
Disposiciones	404,035	224,029	513,061	513,061	289,031	129.0	0.0	21.1
Amortizaciones	346,488	80,266	457,949	460,670	380,404	473.9	0.6	26.7
Incremento(uso)caja	-36,195	64,349	-7,137	-9,421	-73,770	-114.6	32.0	-75.2

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

1 Cifras de Cuenta Pública.

2 Se aplicó un factor de 1.049009, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

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

n.r. No representativo.

Ingresos

Los ingresos brutos se incrementaron 20.3% respecto a los programados en el presupuesto, significando una mejora de 341,452 millones de pesos. La principal contribución fue por ventas externas con 225,359 millones de pesos, al haber registrado un mayor volumen de ventas de petróleo crudo por 296 Mbd a mayores precios. Las ventas internas aportaron 86,362 millones de pesos adicionales a los programados, producto del incremento en las referencias que impactan en los precios productor de los combustibles automotrices (gasolinas y diésel). Las ventas de servicios presentaron una mejora por 15,648 millones de pesos, por mayores operaciones con terceros nacionales y extranjeros; finalmente, los otros ingresos registraron un incremento de 14,081 millones de pesos resultado de la captura de ingresos no recurrentes por devoluciones de impuestos y derechos, dividendos a filiales, monetizaciones y otros eventos distintos a la actividad sustantiva de Pemex.

Egresos

Gasto programable. Durante 2018, se gestionaron seis adecuaciones presupuestales que requirieron la autorización del Consejo de Administración, así como 12 movimientos compensados que dieron como resultado un gasto programable modificado de 381,997 millones de pesos. Este monto representa una reducción de 9,949 millones de pesos respecto al aprobado en el Presupuesto de Egresos de la Federación y reflejó el compromiso de Pemex por racionalizar los recursos presupuestales sin afectar la operación sustantiva.

Gasto no programable

- Mercancía para reventa. Derivado del menor proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación por 433 Mbd respecto al programado en el presupuesto, se adquirieron del exterior mayores volúmenes de productos petrolíferos para la satisfacción de la demanda interna, dando como resultado, junto con otros gastos no programables, un incremento de 282,793 millones de pesos respecto a los montos originalmente programados.
- Pago de impuestos y derechos. Las contribuciones indirectas disminuyeron en 54,693 millones de pesos, al compararse con lo previsto en el presupuesto aprobado, resultado principalmente de menores pagos del Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios (IEPS), como reflejo de la política de incentivos fiscales observada a lo largo del año.

  Respecto a la carga tributaria directa, se registró un incremento de 100,071 millones de pesos, reflejo de la valuación de la extracción de hidrocarburos a mayores precios y tipo de cambio respecto a los presupuestados.
- Costo financiero. El costo financiero neto registró un incremento de 11,247 millones de pesos con relación al monto presupuestado, resultado del incremento en la paridad y del registro del pago de la cobertura de crudo de 2018.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2018 asociados a proyectos de inversión

Al cierre de 2018, Pemex contaba con 870 contratos vigentes asociados a proyectos de inversión, por un monto total de 138,907 millones de pesos y 95,582 millones de dólares. En comparación con el cierre de 2017, los convenios modificatorios representan una disminución de 66.9% en el monto de los contratos celebrados en pesos y de 40.2% en los contratos celebrados en dólares.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2018

	Número de contratos en 2017	Monto de contratos a diciembre 2017[1] (millones)		Número de contratos en 2018	Monto de contratos a diciembre 2018[1] (millones)	
		Pesos	Dólares		Pesos	Dólares
Total	1,477	419,807	68,131	870	138,907	95,582
Exploración y Producción	958	329,232	41,189	517	122,806	47,663
Perforación y Servicios	324	27,476	21,297	148	8,487	13,467
Transformación Industrial	119	59,204	5,645	97	4,048	33,641
Logística	47	2,985	0	69	2,257	803
Etileno	4	423	0	34	1,161	8
Fertilizantes	25	488	0	5	149	0

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.
1 Los contratos consideran el horizonte completo del proyecto, lo que en algunos casos puede incluir un amplio número de años.

Del total de contratos, 390 fueron modificados a través de 430 convenios. De los convenios modificatorios realizados durante 2018, 224 corresponden a modificaciones en plazo, 73 en monto, 115 en monto y plazo y 18 a cambios en alcance.

Convenios modificatorios en 2018

	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total
Total	**224**	**73**	**115**	**18**	**430**
Exploración y Producción	97	10	41	2	150
Perforación y Servicios	81	3	23	16	123
Transformación Industrial	37	54	36	0	127
Logística	4	6	15	0	25
Etileno	3	0	0	0	3
Fertilizantes	2	0	0	0	2

8. Gobierno corporativo

A partir de la reestructura de Petróleos Mexicanos en 2014 como Empresa Productiva del Estado, se ha desarrollado y fortalecido un marco normativo específico en el contexto del Sistema de Control Interno Institucional que incluye, entre otras, las siguientes disposiciones: Código de Ética y Código de Conducta; Lineamientos en materia de Auditoría; Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno; Políticas y Lineamientos para Empresas Filiales y Empresas Productivas Subsidiarias; Políticas y Lineamientos Generales para las Inversiones, Asociaciones y Alianzas Estratégicas.

Este marco normativo fortalece la realización de las actividades de Pemex hacia el logro de su misión e impulsa la prevención y administración de riesgos contrarios al logro de sus objetivos estratégicos, en un ambiente ético de integridad y compromiso con la rendición de cuentas.

8.1. Sistema de control interno

Para continuar con el fortalecimiento del sistema de control interno (SCI), durante 2018 se actualizó la metodología para determinar el estado que guarda el sistema de control interno, y se definieron los controles nivel entidad que son objeto de validación en las Empresas Productivas Subsidiarias. A partir de octubre de 2018, dio inicio el ejercicio de validación de controles a nivel entidad y proceso. Asimismo, durante el periodo enero-diciembre de 2018 se capacitó, mediante el curso e-learning en materia de control interno, a un total de 895 trabajadores.

Al cierre de 2018, se tenían formalizados 60 programas de trabajo de control interno (PTCI) para los procesos declarados en el Catálogo Institucional, con un total de 521 proyectos, de los cuales se habían concluido 249 y 253 se encontraban en proceso de ejecución.

En adición a los PTCI formalizados con los involucrados en los procesos del Catálogo Institucional, se suscribieron 30 proyectos con diferentes áreas.

8.1.1. Programa de *Compliance*

En materia de ética e integridad corporativa, al cierre de diciembre 18,196 trabajadores habían recibido inducción al programa de *Compliance*. A esa misma fecha, 20,845 empleados completaron el curso e-learning denominado "Nuestros Códigos", lo que representó el 95% del universo contemplado.

Asimismo, se continuó con el proceso de adhesión del personal de Pemex y sus empresas a los códigos de Ética y Conducta, así como con la suscripción de los formatos de declaración de inexistencia de conflicto de intereses y el manifiesto de compromiso profesional. Al 31 de diciembre se contó con 21,209 registros, de los cuales 15,761 correspondieron a trabajadores de planta confianza.

El 3 de septiembre inició operaciones el *call center*, operado por un externo, para atender las llamadas recibidas en la Línea Ética.

El 30 de noviembre de 2018, se emitió la actualización de las Políticas y Lineamientos de Debida Diligencia en ética e integridad, documento que establece procedimientos específicos para la evaluación de proveedores y contratistas, el cual simplifica y hace más eficiente el proceso. En el año se atendieron 16 procesos de debida diligencia aplicados a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias por parte de terceros y se brindó apoyo y asesoría en 21 procesos de debida diligencia aplicados por primera vez a terceros por parte de las unidades de negocio.

8.1.2. Administración de riesgos empresariales

Administración de riesgos empresariales

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias están expuestos a una gran variedad de riesgos a lo largo de la cadena de valor, en temas como los relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos; elaboración de petrolíferos; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos. Asimismo, la operación de Pemex está expuesta a situaciones como la fluctuación de precios, regulación asimétrica, bloqueo de instalaciones, daños al medio ambiente y actos delictivos, entre otros.

Por lo anterior, es fundamental para la empresa contar con una administración integral de riesgos, a fin de que la toma de decisiones se realice con base en un enfoque de optimización del riesgo-retorno.

Con el fin de contribuir al cumplimiento de los objetivos de Pemex mediante la prevención, detección, remediación y/o respuesta integral a situaciones que pudieran afectar la generación de valor económico para el Estado Mexicano, a partir de 2015 en Pemex se está implementando un modelo integral de administración de riesgos denominado "Marco de Administración de Riesgos Empresariales" (MARE).

En febrero de 2018, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPEMEX) autorizó las "Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales" (PLARE), a fin de establecer las directrices y fundamentos de la administración integral de los riesgos empresariales. Asimismo, con la finalidad de que ésta sea fortalecida, en mayo de 2018 se modificó la integración y funciones del Comité de Riesgos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (CRPEMEX); entre los cambios realizados destaca que la presidencia del CRPEMEX recae, desde mayo de 2018, en el Director General de Petróleos Mexicanos.

A partir de los mapas de riesgos empresariales de cada Dirección Corporativa y cada Empresa Productiva Subsidiaria, en 2018 se conformó un inventario que consolida los riesgos empresariales más relevantes de la organización; es decir, aquellos riesgos que, en caso de materializarse, afectarían el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan de Negocios.

Al 31 de diciembre de 2018, el inventario de 38 riesgos empresariales relevantes de Pemex está integrado por ocho riesgos estratégicos definidos conforme al artículo 14, fracción IV, de la Ley de Petróleos Mexicanos y por 11 riesgos recurrentes, que impactan transversalmente a las actividades de Pemex, mismos que se indican a continuación:

Riesgos estratégicos
Restitución de reservas
Producción de crudo y gas
Variables de mercado
Oportunidades de negocio
Comerciales y abasto
Mercado ilícito de combustibles
Confiabilidad y mantenimiento
Seguridad industrial y protección ambiental

Riesgos recurrentes
Capacidad técnica y de ejecución de la procura
Capacidad técnica y de ejecución de los procesos
Corrupción y fraude
Digitalización
Información para toma de decisiones
Legales
Recursos humanos
Recursos presupuestales
Regulatorio
Revelación de información
Seguridad física

Otros riesgos relevantes
Administración contractual
Asegurables
Bloqueos
Captación
Concentración
Continuidad del negocio
Costos
Crédito comercial
Crédito contrapartes
Filtración de información
Flujo de caja
Gobernanza
Mecanismos de precios
Optimización fiscal
Plan de Negocios
Planeación
Redundancia operativa
Reputación
Seguridad de la información

Durante 2018, las actividades del MARE se enfocaron prioritariamente en fortalecer la administración de los riesgos estratégicos, a través de la definición de su gobernanza, la interacción entre las primeras y segundas líneas de defensa y la construcción de indicadores que permitan su monitoreo.

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; riesgo de crédito comercial por la exposición al incumplimiento del pago de clientes, y riesgo de liquidez.

Por lo antes señalado, se 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; también señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos y que para cualquier otro propósito debe ser aprobado conforme a las normas internas vigentes.

Asimismo, esta normativa establece como política, propiciar la reducción del impacto negativo en los resultados financieros de Pemex, proveniente de cambios desfavorables en los factores de riesgo financiero, al promover que la estructura de sus pasivos sea consistente con la de sus activos.

Como consecuencia de su nivel de endeudamiento y obligaciones, Pemex puede enfrentar restricciones de liquidez que podrían dificultar la obtención de financiamiento en condiciones favorables, afectando negativamente a la empresa. Sin embargo, se cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez.

- Crédito Comercial. En las "Políticas de Riesgo para el otorgamiento de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias" se regula el otorgamiento de crédito comercial propiciando agilidad y autonomía a las Empresas Productivas Subsidiarias para contribuir a la competitividad de los servicios y productos que ofrecen. Asimismo, a través del Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (GARICC), se administra el riesgo de crédito de las Empresas Productivas Subsidiarias para mantener una cartera sana, acorde a los estándares de la industria. Al cierre de 2018, la cartera en proceso de recuperación judicial representó menos del 0.5% del total del crédito comercial.

  Durante 2018, el GARICC administró el riesgo crediticio de las Empresas Productivas Subsidiarias, manteniendo una cartera histórica en proceso jurídico de reclamación acorde a los estándares de la industria.

- Garantías Corporativas. Con el fin de capitalizar las nuevas oportunidades de negocio, durante 2018 se emitieron garantías corporativas en apego a la normatividad aplicable y mediante la evaluación de riesgo respectiva. Lo anterior, con fundamento en el artículo 7 de la Ley de Petróleos Mexicanos que establece que, para cumplir con su objeto, Petróleos Mexicanos podrá otorgar todo tipo de garantías.

Administración de riesgos asegurables

Pemex desarrolla e impulsa actividades de prevención de pérdidas por siniestros a través de visitas de inspección, análisis de ingeniería o de riesgos marítimos, estudios de impacto ambiental, medición de pérdida máxima probable, valuaciones de activos, certificaciones y monitoreo de procedimientos, entre otros.

Adicionalmente, Pemex contrata pólizas de seguro para proteger la totalidad de sus activos, es decir, refinerías, plantas petroquímicas, centros de procesamiento y distribución de gas, ductos y terminales de almacenamiento, instalaciones marítimas, tales como plataformas de perforación, muelles, maquinaria y equipo de perforación, sistemas de recolección de gas, la flota de embarcaciones, autos, autos tanque y carros tanque para el transporte de productos, almacenes y pozos, así como el producto empacado.

Las pólizas de seguros contratadas por Pemex son diseñadas para brindar certeza ante eventos desfavorables y cumplir 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 de responsabilidad civil, responsabilidad por daño ambiental, evacuación en caso de emergencia, control de pozos, obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural.

Las pólizas de seguros contratadas indemnizan a Pemex por daños causados por eventos accidentales y repentinos, pero también se extienden a amparar actos de terrorismo y sabotaje o coberturas muy especializadas del sector energético, como son costos para hacer frente al descontrol de pozos y la re-perforación o bien la limpieza por derrames de producto.

Las pólizas de seguros se reaseguran a través de la empresa *Kot Insurance Company*, AG, Compañía Subsidiaria de reaseguro cautivo de Petróleos Mexicanos, 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 Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, sus Empresas Filiales.

Administración de riesgos de proceso

En 2018 se fortalecieron los contenidos del proyecto de políticas y lineamientos para la administración de riesgos de proceso, incorporando entre otros, un apartado para el diseño e instrumentación de controles, así como lo relativo al riesgo de fraude.

Al cierre de diciembre de 2018, el inventario de riesgos de proceso ascendió a un total de 548; de éstos, 85 fueron catalogados como de corrupción y tres se asocian a características de fraude relacionados con la información financiera.

8.1.3. Transparencia

En enero de 2018, se concluyó con la carga de información en el Sistema de Portales de Transparencia del INAI (SIPOT) tanto de Pemex, como de sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos correspondiente a 2017, lo que implicó que el total de registros en el sistema en la vista pública, ascendieran a 3,447,509 en la Ley General y a 1,308,080 en la Ley Federal.

En el transcurso de 2018, se realizó la carga de información en el SIPOT, tanto de Pemex como de sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos, correspondiente a las obligaciones anuales de 2017, obligaciones semestrales y al primero, segundo y tercer trimestre de 2018.

A diciembre de 2018, el total de registros, tanto principales como secundarios, generados por el Sistema, ascendió a 2,720,839 en la Ley General (reporte de 2018 no acumulado) y a 5,817,197 en la Ley Federal; y por lo que hace a los Sujetos Obligados Indirectos, las cifras fueron de 518,755 en la Ley General y cinco en la Ley Federal.

Durante el año, Pemex, sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos, recibieron en total 6,371 solicitudes de acceso a la información, en este periodo se dio respuesta a 6,397 solicitudes (6,115 recibidas durante 2018 y 282 que se encontraban en trámite al cierre de 2017), dentro de los plazos que marca la Ley y 256 solicitudes se encuentran en proceso.

En cuanto al Programa de Transparencia, para mejorar la calidad de información publicada en el SIPOT y conforme a los criterios que el INAI emitió, durante 2018 se capacitó a 691 personas responsables de la carga de información en dicho sistema.

En relación con el Proceso de Entrega-Recepción y de Rendición de Cuentas Institucional 2012-2018, se coordinaron los trabajos para dar cumplimiento a las obligaciones derivadas del Acuerdo para la Rendición de Cuentas de la Administración Pública Federal 2012–2018. Entre las acciones llevadas a cabo se encuentran la realización del Informe de Rendición de Cuentas, así como para la elaboración de 44 Libros Blancos y 27 Memorias Documentales.

8.1.4. Modelo operativo basado en administración por procesos

Con la actualización del Estatuto Orgánico de Pemex en diciembre de 2017, se modificaron los artículos relativos al Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos (MOBAP); derivado de ello, el Director General de Pemex emitió un nuevo acuerdo para modificarlo a las circunstancias actuales, declarando los nuevos procesos, así como el establecimiento del Comité Ejecutivo y la emisión de las directrices para la operación del modelo con la finalidad de fortalecer la estructura de gobierno, dicho Comité se instaló el 7 de agosto de 2018, emitiéndose sus reglas de operación, así como la actualización de las reglas de operación para la constitución, integración, funcionamiento y disolución de los Grupos Rectores de Proceso.

Por lo anterior, el 5 de octubre se realizó la primera sesión ordinaria del Comité Ejecutivo, en la que se emitieron las directrices para la operación del MOBAP, cuyo objetivo es establecer las medidas que servirán como estrategias de mejora, documentación y evaluación de los procesos y el Catálogo Institucional en el cual quedaron declarados los procesos y subprocesos de la empresa.

En el transcurso de 2018 se instalaron en su totalidad los Grupos Rectores de Proceso, declarados en el Catálogo Institucional y se realizaron acciones para la documentación y modelado de los procesos pendientes de actualización en la herramienta institucional.

La integración de Procesos Institucionales quedó de la manera siguiente:

- Como Proceso Estratégico: Dirección del Negocio;
- Como Procesos Sustantivos: *Upstream, Downstream*, Comercialización y Logística y,

- Como Procesos de Soporte: Administración de Recursos Humanos, Administración de la Información, Administración Patrimonial, Financiero, Procura y Abastecimiento, Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental y, Confiabilidad de Activos.

8.2. Responsabilidad social corporativa

Petróleos Mexicanos, como el participante más relevante en la industria petrolera nacional, ejerce plenamente su compromiso con la responsabilidad social en las comunidades que se encuentran dentro de su área de influencia, para construir alianzas sostenibles que incentiven la corresponsabilidad y el trabajo coordinado para la mejora constante de la calidad de vida de las personas, el cuidado del entorno y el respeto por las tradiciones y formas de convivencia.

El compromiso se manifiesta mediante el otorgamiento, por parte de las comunidades, de la Licencia Social para Operar, que consiste en el consentimiento para realizar las actividades de su cadena de valor. Las dos herramientas principales con que cuenta Pemex para prevenir y, en su caso, atender problemáticas de tipo social que pudieran derivar en situaciones de riesgo para la empresa, mejorar los vínculos con las comunidades, actores sociales y autoridades locales, contribuir al cuidado del medio ambiente y generar bienestar a los habitantes son: donativos, donaciones y el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA), alineados a siete ejes estratégicos de atención: infraestructura, salud, seguridad pública y protección civil, equidad, proyectos productivos, educación y deporte, así como protección ambiental.

Apoyos autorizados 2013-2018

(millones de pesos)

Indicador	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Donativos	511.5	250.0	351.0	63.5	59.0	22.0	1,257.0
Donaciones	2,280.5	2,606.6	1,611.1	1,218.4	1,247.0	1,300.5	10,264.1
Total	2,792.0	2,856.6	1,962.1	1,281.9	1,306.0	1,322.5	11,521.1

En 2018, la inversión social derivada de la implementación de: donativos y donaciones, Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente, Contratos Integrales de Exploración y Producción, Obras de Beneficio Mutuo y Anexo DS (Desarrollo Sustentable); ascendió a 2,103.9 millones de pesos.

Los donativos (efectivo) se entregan a organizaciones con acciones acreditadas de responsabilidad social; las donaciones (combustibles y asfalto) se otorgan a estados y municipios con actividad petrolera, principalmente.

Donativos y donaciones, 2018

Componente	Inversión en millones de pesos
Total	1,322.5
Donativos	22.0
Donaciones	
Asfalto	321.3
Combustible	977.6
Bienes muebles	1.6

El PACMA impulsa en las comunidades programas, obras y acciones con financiamiento privado.

Programas, obras y acciones, 2018

Componente	Inversión en millones de pesos
Total	592.7
Educación y deporte	6.6
Equidad	11.0
Infraestructura	192.4
Protección ambiental	14.7
Proyectos productivos	78.4
Salud	68.8
Seguridad pública y protección civil	220.9

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

Instrumentos adicionales, 2018

Componente	Inversión en millones de pesos
Total	188.7
Contratos integrales de extracción y producción	120.5
Obras de beneficio mutuo	48.0
Cláusulas de desarrollo sustentable	20.2

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

9. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2018

PEMEX®

GOBIERNO DE MÉXICO

22 de abril de 2019

ACUERDO

Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el Ejercicio 2018, 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 2018

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 de lo manifestado en el Informe del Director General y, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, los Consejeros emiten su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2018.

Contexto de los Programas Anuales 2018

Para el ejercicio 2018, mediante acuerdo CA-021/2019, del 26 de febrero de 2019, el CAPEMEX tomó conocimiento de la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) objeto de evaluación:

Objetivos de negocio y aspectos operativos

- Plan de Negocios de PEMEX 2017-2021 (Plan de Negocios), aprobado por el CAPEMEX en octubre de 2016; plantea como eje rector la rentabilidad y presenta los retos y oportunidades a capturar por línea de negocio.
- Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2018, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2017; presenta las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, así como los resultados financieros 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 2018.

Presupuesto autorizado y ajustes

- Informe sobre el Presupuesto de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2018, 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 2017, en el que se estableció la meta de balance financiero y el techo de gasto en servicios personales.
- Adecuaciones presupuestales, considera los movimientos presupuestales autorizadas por el CAPEMEX a lo largo del año.

Implementación de la estrategia

- Avance en la instrumentación de las asociaciones en Exploración y Producción.
- Avance en la implementación de oportunidades de Negocios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2018 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En febrero de 2018, el CAPEMEX tomó conocimiento de este programa, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos humanos, materiales, financieros y tecnológicos de los servicios administrativos de la empresa.

Contexto del entorno

Los primeros tres trimestres de 2018 se caracterizaron por mantener el repunte en los precios mostrado desde mediados de 2017, en particular, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) alcanzó una cotización máxima en octubre de 71.29 dólares por barril (US$/b), misma que no se presentaba desde 2014, superando así, durante los últimos tres meses del año al WTI, su principal marcador.

Para finales de 2018, los precios internacionales retrocedieron significativamente, al aumentar la producción en EUA, Rusia y Arabia Saudita (los productores de crudo más relevantes a escala mundial). Para el cierre del año, el precio promedio anual de la MME se ubicó en 61.34 US$/b, lo que representó un crecimiento de 31.1% respecto a 2017.

Con relación al tipo de cambio, este se ubicó en 19.24 pesos por dólar ($/US$) promedio para 2018, 0.32 $/US$ más que en 2017. Durante 2018, el tipo de cambio osciló entre 18.35 $/US$ y 20.31 $/US$.

De manera adicional a los factores macroeconómicos y de precios señalados anteriormente, los resultados de la empresa se vieron influenciados por eventos como las rondas de asignación de áreas de exploración y extracción nacionales, la participación de PEMEX en la asignación de contratos, así como el impacto de la apertura en el mercado de gasolina, diesel, gas LP y gas seco, y la disminución en la asignación presupuestal.

Entre 2016 y 2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos de los cuales 14 contratos fueron resultado de la participación de PEMEX en las rondas de licitación nacionales[1], cinco correspondieron a migraciones de asignaciones (una corresponde a migración sin socio -Ek-Balam-) y tres a asociaciones.

Por otro lado, el efecto de la apertura del mercado, la liberalización de los precios y la disminución en la producción nacional de gasolinas, diesel, gas LP y gas natural, ha representado para los particulares una ventana de oportunidad para satisfacer la demanda requerida de combustibles a través de la importación. Como resultado de lo anterior, la participación de PEMEX en las ventas nacionales de gasolina y diesel en 2018 se situó en 93.3%, comparado con el 98.2% registrado en 2017.

Resultados financieros y presupuestales

Durante 2018, PEMEX registró mayores ingresos por 20.3% con respecto a lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de referencia derivado, principalmente, por el aumento

[1] En las rondas de Licitación PEMEX presentó ofertas para 29 bloques, resultando ganador en 14 bloques que representan el 48% del total de ofertas.

en los precios de la MME, las fluctuaciones en el tipo de cambio, mayores ventas al exterior de crudo y de petrolíferos en territorio nacional. No obstante, los egresos también aumentaron en 18.9% con respecto al PEF, donde el concepto con mayor efecto fue la compra de mercancía para reventa (gasolina y diesel, principalmente), la cual presentó un incremento de 75.4% con respecto a lo señalado en el programa.

Asimismo, a lo largo del año el CAPEMEX autorizó traspasos presupuestales de gasto de inversión a operación por 9.7 miles de millones de pesos (MMM$) con el fin de asignar recursos presupuestales a actividades sustantivas, sin afectar las inversiones relacionadas con el cumplimiento de las metas de producción y de balance financiero, así como para evitar la contratación de deuda adicional. Adicionalmente, se establecieron estrategias para mejorar las cifras del cierre del año, tales como la consolidación de ingreso a nivel central a través del otorgamiento de dividendos por las empresas filiales, el cobro anticipado del bono a la firma de las áreas contractuales Cárdenas-Mora y Ogarrio, la monetización de desinversiones, la reducción en el gasto corriente a través de la obtención de crédito a corto plazo, la reversión de crédito a clientes y la recuperación de impuestos por cobrar. De esta manera, se obtuvo un balance primario de 60.2 MMM$ y un balance financiero, aún deficitario, de 61.8 MMM$.

En 2018 se presentó un subejercicio por 10.4 MMM$ en gasto programable con respecto a la asignación en el PEF, el gasto de operación presentó un incremento de 5.6 MMM$; por el contrario, el gasto en inversión registró una disminución de 15.9 MMM$.

Por su parte, se presentó una reducción del endeudamiento neto de 63.6%, comparado con el autorizado del mismo año; no obstante, la deuda consolidada continúa mostrando la misma tendencia incremental de los últimos años. En 2018, la deuda creció en 2.2% respecto a 2017, el valor más bajo registrado para el periodo 2012-2018; sin embargo, el 77.9% del aumento total en la deuda (44.4 MMM$) correspondió a corto plazo, lo que implica liquidar esos recursos durante 2019.

Desempeño operativo y comercial

Durante 2018, los resultados en exploración permitieron incorporar reservas 3P[2] por 1,170 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), volumen inferior en 24 MMbpce con respecto al registrado en 2017.

Del volumen incorporado de reservas 3P en 2018, el 82% (957.4 MMbpce) corresponde a la adición de volúmenes por extensión de los límites en los campos Doctus e Ixachi obtenidos a partir de pozos delimitadores perforados, el 18% restante (estimado en 212.3 MMbpce) provienen de las áreas terrestre y marina a través de los descubrimientos realizados en los campos Cahua, Manik NW, Mulach, Chocol y Cibix. No obstante, la terminación de pozos exploratorios presentó una reducción en 21% de 2017 a 2018, al pasar de 24 a 19 pozos y la terminación de pozos de desarrollo presentó un incrementó en 160% en el mismo periodo, al pasar de 55 a 143 pozos.

[2] Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

La tendencia decreciente en la producción de crudo no ha logrado revertirse en los últimos años, en 2018 cerró en 1,823 Mbd[3], 7% inferior a la establecida en el POFAT y 6% por debajo del registro de 2017. Esta desviación se debe principalmente al incremento del flujo fraccional de agua provocado por el avance del contacto agua-aceite en el campo Xanab en el bloque de producción Litoral de Tabasco.

De manera similar, la baja constante en la producción de gas, en particular para 2018, fue resultado principalmente por la disminución en la producción de Burgos, como consecuencia de movimientos operativos en pozos, así como por menores beneficios en intervenciones y por el menor incremento en las acciones de recuperación mejorada.

La producción de crudo y gas vinculada al esquema de contratos aportó para 2018 45 Mbd en migraciones y 8 Mbd en asociaciones en crudo y, 63 MMpcd en migraciones y 27 MMpcd en asociaciones para el gas. La mayor contribución en producción proviene de los contratos bajo el esquema de migraciones. La producción de crudo que surge del esquema de asociaciones y migraciones representa el 3% del total de la producción nacional y el 2% para el caso de la producción de gas.

El volumen de exportación de crudo se ha mantenido prácticamente constante en los últimos años; no obstante, su composición se ha visto modificada, enfocándose a la exportación de crudo Maya, derivado de la amplia disponibilidad de crudo pesado por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP) y a la disminución en la producción de crudos ligeros, los cuales se envían a proceso en refinerías. Aunado a lo anterior y a la volatilidad de los precios de la MME, en 2018 se colocaron 1,184 Mbd de crudo en el exterior, lo que representó una variación de 33.3% con respecto a los 888 Mbd programados.

Durante 2018, el desempeño operativo de las refinerías de Pemex Transformación Industrial (PTRI) se vio afectado por la constante reducción de inversión en esta línea de negocios, situación que derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación; asimismo, la dieta de crudo recibida para proceso y el exceso de la producción de combustóleo, tuvieron como consecuencia principal la baja en la utilización de la capacidad de destilación equivalente, al pasar de 36.1% en 2018 respecto a 43.5% en 2017; la producción de destilados registró un volumen de 350 Mbd en 2018, inferior en 21% respecto a 2017; con relación a la confiabilidad de las plantas se reportó un índice de paros no programados de 45.9% en 2018, superior al 35.2% reportado en 2017 y el rendimiento de destilados pasó de 57.4% en 2017 a 57.2% en 2018.

Particularmente, la refinería de Madero estuvo fuera de operación durante el segundo semestre de 2018, principalmente debido a fallas en las plantas de destilación atmosférica, así como a mantenimientos y reparaciones en plantas catalíticas y reformadoras. Por su parte la refinería de Minatitlán presentó problemas operativos significativos, en octubre de 2018 se vio afectada por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica, saliendo de operación en el último trimestre de dicho año por trabajos de limpieza y reparación de los daños en dicha planta. Por su parte, la refinería de Tula registró baja de proceso debido principalmente a que la planta primaria 1 operó de manera intermitente, por déficit en el suministro de crudo ligero, así como por falla de equipos en plantas primarias y altos inventarios de combustóleo por problemas de desalojo. A finales de 2018, la

[3] No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario el Golpe y Fbano, con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.

refinería de Salamanca presentó una situación similar debido a inventarios altos de productos intermedios y careció de componentes de importación.

Desde 2012 se ha registrado una menor demanda de gas natural para autoconsumo, asociada a una disminución en la actividad de los centros procesadores de gas (CPGs) de PTRI. El consumo de gas seco de PEMEX se redujo 11% respecto a 2017, al pasar de 2,012 MMpcd a 1,786 MMpcd en 2018. En ese mismo año, 59% del consumo de este combustible correspondió a PEP, 28% a PTRI y 13% a Pemex Fertilizantes (PFER), Pemex Etileno (PETI) y Pemex Logística (PLOG).

En 2018, el volumen de producción de líquidos del gas se vio afectado, principalmente, por una menor disponibilidad de gas húmedo y condensados de PEP, así como por la baja recuperación de etano en plantas; lo anterior se ve reflejado en una reducción en la producción de gas LP en CPGs a una tasa anual compuesta de 2012 a 2018 de 8% y de 5% para la producción de etano.

Sustentabilidad y responsabilidad

En materia de seguridad industrial, PEMEX presentó en 2018 resultados favorables, que se han sostenido en los últimos años, tal es el caso de la reducción del índice de frecuencia de accidentes, el cual pasó de 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en 2017 a 0.25 en 2018. Asimismo, se logró mejorar en 26.5% la meta planteada de 0.34 para 2018.

En este sentido, destaca el desempeño de PEP, PTRI y PLOG, con resultados para 2018 de 0.12, para las dos primeras empresas y de 0.13 para la última, los cuales se encuentran debajo de la meta definida para ese año; no así para el resto de las empresas de PEMEX, particularmente PPS y PFER presentaron valores ligeramente por encima de uno.

Con relación al desempeño ambiental, en 2018 se logró el nivel más bajo de emisiones de dióxido de carbono equivalente de los últimos siete años, al reportar un resultado de 37.8 MMt; de las cuales 44.8% corresponde a PEP y 39.5% a PTRI. Esta mejora en resultados se debe principalmente a la entrada en operación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir la quema de gas en los activos de Aguas Someras de PEP y un menor envío de gas a quemadores por la baja carga de procesamiento de crudo en las instalaciones de refinación.

Por su parte, el reúso de agua en las instalaciones de PEMEX reportó un promedio de 34.6 MMm^3 de 2012 a 2018, al pasar de 41.6 MMm^3 al inicio del periodo a 31.3 MMm^3 al final, estos resultados reflejan un menor reúso de agua, derivado principalmente por la transferencia de las plantas de tratamiento de aguas residuales del sistema nacional de refinación operadas por terceros y que ahora opera personal de PEMEX, así como la falta de mantenimiento a estos equipos.

En 2018, se registró un reúso de agua de 31.3 MMm^3, 12.6% inferior al presentado en 2017 y 12.1% menor a la meta planteada, derivado de que las plantas de tratamiento de agua de las refinerías de Tula y Salamanca no están operando a plena capacidad por falta de mantenimiento.

Evaluación de los Programas Anuales 2018

Durante 2018, PEMEX cumplió sus metas financieras, presentó una mejora en su balance financiero y superó la meta de incorporación de reservas 3P por descubrimientos. Lo anterior contrasta con las desviaciones observadas para los niveles de producción de hidrocarburos, así como la producción de los procesos de refinación, proceso de gas y petroquímicos.

Si bien las variaciones de los resultados con respecto a las metas planteadas tienen múltiples factores externos, como: variabilidad en los precios del crudo y gas, fluctuación en el tipo de cambio, cambios regulatorios, régimen fiscal, geología más compleja y riesgosa, entre otros; también hubo factores internos que repercutieron en los resultados.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2018:

Plan de Negocios y POFAT 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Balance financiero** (MMM$)	-79.4	-61.8	22.2
Deuda consolidada** (MMM$)	1,904	2,082*	9.4
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento** (MMbpce)	1,100	1,170*	6.4
Producción de crudo** (Mbd)	1,951	1,823[1]	-6.6
Exportación de crudo (Mbd)	888	1,184	33.3
Producción de gas natural[2] (MMpcd)	4,118	3,842	-6.7
Producción total de petrolíferos[3] (Mbd)	1,112	629	-43.4
Producción de gas LP (Mbd)	134	110	-17.9
Producción de etano (Mbd)	109	85	-22.0
Aprovechamiento de gas natural[4] (%)	95.6	96.3	0.7
Proceso de crudo (Mbd)	1,045	612	-41.4
Rendimiento de destilados[4] (%)	66.8	57.2	-9.6
Importación de gasolinas (Mbd)	414	594	43.5
Importación de diesel (Mbd)	155	239	54.2
Importación de gas seco[5] (MMpcd)	1,512	1,317	-12.9
Consumo de gas seco PEMEX y EPS[6] (MMpcd)	2,413	1,786	-26.0
Índice de frecuencia**	0.34***	0.25	-26.5
Emisiones de CO_2 equivalente[7]** (MMt)	51.3	37.8	-26.3
Reúso de agua[7]** (MMm^3)	35.6	31.3	-12.1

1. No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe y Ébano. Con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.
2. No incluye nitrógeno, ni la incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe, Misión y Ébano. Con lo que la producción total sería de 3,886 MMpcd.
3. Total de petrolíferos más gas licuado del SNR.
4. Meta no explícita en POFAT, forma parte de la base del programa.
5. Gas importado por PEMEX.
6. Incluye consumo de planta de cogeneración Nuevo PEMEX.
7. Metas no explícitas en el Plan de Negocios, forman parte del cálculo para alcanzar las metas de 2021: a. reducir las emisiones de CO_2e en 25% y b. aumentar el reúso de agua en más del 60%.

* Cifras preliminares:
Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación.
La información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

** Indicador del Plan de Negocios 2017-2021.

*** Se actualizó la meta en la primera sesión ordinaria 2018 del Equipo de Liderazgo Directivo de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, Sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, llevada a cabo el 9 de mayo de 2018, pasando de 0.34 (aprobada en el Plan de Negocios) a 0.33.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Plan de Negocios

Como se puede apreciar en la tabla anterior, con respecto a los compromisos establecidos en el Plan de Negocios para 2018, de las siete metas planteadas y con los ajustes correspondientes para el balance financiero y la producción de crudo, de acuerdo con lo señalado en el PEF y POFAT 2018, se logró cumplir cuatro de ellas; destacando la mejora en el balance financiero y la incorporación de reservas en 22.2% y 6.4% con relación a lo programado, respectivamente. Asimismo, los resultados en materia de seguridad industrial y desempeño ambiental presentaron cifras favorables, el índice de frecuencia de accidentes y las emisiones de CO_2 equivalente al aire reportaron reducciones de 26.5% y 26.3%, en ese orden.

POFAT 2018

Con respecto al desempeño de los indicadores operativos en las cadenas de crudo y gas incluidos en el POFAT, se reporta el cumplimiento en las siguientes metas: aprovechamiento de gas natural, con una mejora de 0.7% y una disminución en el consumo de gas seco para PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiaras por 26.0%.

Por otro lado, no se lograron alcanzar las metas de producción de hidrocarburos ni de producción de los procesos de refinación, procesos de gas y petroquímicos. Lo primero se explica, entre otras causas, por la mayor complejidad técnica de los campos; lo segundo se debió, principalmente, al rezago en mantenimiento e inversión.

Viene a cuenta mencionar que continuaron los rezagos en los niveles de producción de derivados. El nivel de producción de petrolíferos mostró una desviación negativa de 43.4% con respecto a lo programado; de manera similar la producción de etano, gas LP y gas natural reportaron diferencias negativas. Por otro lado, se continúa con problemas operativos y de eficiencia en las actividades de transformación industrial, lo que ha impedido alcanzar el nivel de proceso de crudo y el rendimiento de destilados comprometido; por lo anterior, para el cierre de 2018, estos indicadores se desviaron negativamente en 433 Mbd (-41.4%) para el proceso de crudo y en 10% en el rendimiento de destilados.

Con respecto a los resultados en materia de balance comercial, el volumen de importación de gasolinas y diesel aumentó con relación a lo programado en 43.5% y 54.2%, respectivamente; asimismo, la exportación de crudo presentó un incremento de 33.3%.

PEF 2018

*Miles de millones de pesos (MMM$)**	Programado	Observado	Variación (%)
Ingresos propios	423.3	436.6	3.1
Gasto programable	391.9	381.6	-2.6
Balance primario	31.4	60.2	91.9
Balance financiero	-79.4	-61.8	22.2
Gasto de servicios personales	93.2	92.4	-0.9

* Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación, por lo que se consideran como preliminares.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

PEMEX continuó los esfuerzos en disciplina presupuestal y logró cumplir con las metas establecidas en el PEF 2018. Esta mejora en los resultados y cumplimiento de metas financieras en 2018, fueron consecuencia, en gran medida, por las premisas macroeconómicas establecidas en el PEF, al considerar el precio de la MME en 48.50 US$/b y un tipo de cambio de 18.40 $/US$, en contraste con los resultados de estas variables en el entorno, las cuales al cierre del año registraron mejoras al ubicarse en 61.34 US$/b y en 19.24 $/US$, respectivamente.

Se presentaron mejoras en ingresos propios por 13.3 MMM$ (3.1%), una disminución del gasto programable por 10.4 MMM$ (-2.6%) y un incremento en el costo financiero por 11.2 MMM$ (10.1%); lo que dio como resultado un balance primario superior en 91.9% respecto al comprometido y una mejora en el balance financiero de 22.2%.

A pesar de la disminución de la pérdida en términos de balance financiero, persiste el déficit en esta materia, debido principalmente a que existen rubros de gasto donde se concentra el ejercicio de la mayor parte del ingreso, impidiendo conservar márgenes positivos. Durante 2018, los tres principales rubros de gasto abarcaron el 97% de los ingresos por ventas, siendo estos impuestos y derechos (46%), mercancía para reventa (32%) y gasto corriente (19%). El déficit financiero representó en 2018 el 3.0% de los ingresos presupuestales, en tanto en 2017 significó el 4.7%.

Para 2018, el gasto de servicios personales reportó un ahorro con respecto al PEF de 0.9%; no obstante, este rubro se ha incrementado en los últimos dos años, al pasar de 79.1 MMM$ en 2016 a 84.1 MMM$ en 2017 y a 92.4 MMM$ en 2018, donde el principal componente corresponde a sueldos y salarios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados[1] (MM$)	4,762	2,528*	-46.9

1. Incluye viáticos, arrendamientos, comunicaciones, becas, boletos de avión, gastos generales pagados a terceros, papelería, impresión, fotocopiado y asesoría.
*Cifras del Cuarto Informe de 2018.
Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Se cumplieron las metas establecidas en el Programa anual de austeridad y uso de recursos 2018, al mostrar una reducción consolidada de 791 MM$ en el gasto de operación correspondiente a servicios personales.

Por su parte, el ejercicio del gasto corriente presentó un ahorro por 2,233 MM$ con respecto a la meta planteada en el programa de 4,762 MM$. A nivel de partidas, el mayor ahorro se presentó en asesorías y viáticos, con ahorros de 88% y 72%, respectivamente; por su parte, el concepto de arrendamiento superó el gasto esperado en 60%.

Implementación de la estrategia

En materia de exploración y producción, la participación de PEMEX en las rondas de licitación significó diversificación de inversiones y riesgos. A través de migraciones se buscó mejorar el flujo de efecto y

mediante asociaciones complementar la inversión con capital y tecnología de socios. Durante el periodo 2016-2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos, que incluyen 14[4] derivados de las rondas de licitación nacionales, donde la empresa ganó cerca de una de cada dos ofertas en las que participó. En 2018, se llevó a cabo la firma para los contratos adjudicados en la Ronda 2, Licitación 4 y para la Ronda 3, Licitación 1.

Si bien no se logró el objetivo de migrar 23 asignaciones[5], se logró avanzar en dicho proceso. Durante 2018, PEP firmó tres contratos para migración con socio, correspondientes a las áreas Misión, Ébano y Miquetla, y logró la firma de dos asociaciones en Cárdenas- Mora y Ogarrio.

Por su parte, las oportunidades de negocio de procesos industriales y logísticos no lograron concretarse de acuerdo con las fechas estimadas, dado que varias de ellas se encuentran en proceso de definición y otras se cancelaron.

Entre los avances de las oportunidades de negocio que se establecieron en PTRI, se modificó la estrategia para la planta de coquización retardada en Tula; asimismo, el proyecto de modernización de las plantas catalíticas-reformadoras (CCRs) en las refinerías de Tula, Cadereyta y Salamanca, el cual se desarrollaría a través de un contrato de servicios con terceros, requiere una actualización a las premisas, a la evaluación económica y al caso de negocio, debido a que PTRI rehabilitó las plantas reformadoras consideradas para esta oportunidad.

Por su parte, Pemex Logística (PLOG) se encuentra desarrollando en asociación con dos compañías privadas el proyecto Peninsular mediante la sociedad de propósito específico denominada "Ductos el Peninsular", al respecto se continúa en las negociaciones para la firma del Convenio de Accionistas, y, para el caso del Proyecto Tolteca, se tuvieron avances en el avalúo al terreno por Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), así como en protocolizar la subdivisión del terreno con las autoridades del estado de Hidalgo.

De acuerdo con los avances en la ejecución de las oportunidades incluidas en el Plan de Negocios, es necesario reenfocar los recursos hacia aquellas que permitan su materialización de manera efectiva, rentable y sustentable.

Consideraciones finales

En 2018, PEMEX tuvo una mejora en su balance financiero, registró por segundo año consecutivo una mejora en EBITDA[6] y tuvo un rendimiento integral positivo. No obstante lo anterior, la empresa continúa enfrentando grandes retos para fortalecer su posición financiera y revertir tanto la caída en la plataforma de producción, como los resultados negativos en transformación industrial.

Durante 2018, los ingresos de PEMEX fueron mayores a los obtenidos en 2017, pero este incremento no se tradujo en una mejora significativa en las finanzas de la empresa debido, en gran medida, al incremento en el gasto de mercancía para reventa, así como por el nivel de gasto en obligaciones

[4] Incluye la participación hasta la licitación 1 de la Ronda 3.

[5] Ek, Balam, Boluntikú, Sinán, Ogarrio, Rodador, Samaria, Ayatsil, Tekel, Utsil, Cárdenas, Mora, Kunah, Piklis, Trion, Ayin, Xulum, Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap.

[6] Utilidad antes de interés, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficio a empleados neto de pagos de pensiones y servicio médico.

financieras y fiscales. El nivel de la deuda consolidada implica presiones notables en las finanzas de la empresa.

Ante los grandes retos que aún enfrenta PEMEX, resulta de vital importancia redirigir su estrategia institucional hacia la ejecución responsable y austera del gasto por un lado y, por otro, hacia la atención eficiente de mercados rentables, bajo las premisas de sustentabilidad, seguridad y cuidado al medio ambiente, fomentando así la estabilidad y desarrollo del sector.

La reducción en términos reales, en el monto de inversión asignado en el PEF a PEMEX durante el periodo de 2012 a 2018, ha afectado sustantivamente el desempeño de las líneas de negocio de exploración y producción, así como de transformación industrial.

En 2018 no se alcanzó la meta incluida en el Plan de Negocios para producción de crudo y gas. Sin embargo, herramientas como la migración de campos que actualmente se encuentran en el régimen de asignaciones al régimen de contratos permite acceder a mejores términos fiscales, promoviendo la actividad petrolera en áreas que no habían sido atendidas por falta de financiamiento o de capacidad en la ejecución.

Como resultado de nuevos descubrimientos asociados a las actividades de exploración, así como por extensión en los límites de algunos campos, en 2018 se logró superar la meta de incorporación de reservas 3P. No obstante, es necesario enfocar esfuerzos para la materialización de reservas probadas (1P).

Con respecto a refinación, una constante reducción en la inversión en esta línea de negocios derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación, cuyas consecuencias principales fueron disminuciones en la capacidad de procesamiento. Por lo anterior, se debe realizar un esfuerzo en mejorar la infraestructura existente, a fin de alcanzar niveles satisfactorios de refinación, confiabilidad y costos.

En materia de logística, PEMEX debe de enfocarse en mercados prioritarios, como lo es almacenamiento para fortalecer su posición, así como robustecer las medidas para prevenir y combatir el robo de combustibles. En el caso de los petroquímicos, la falta de materia prima representa un reto para PFER y PETI.

Por su parte, la confiabilidad operacional a lo largo de toda la cadena de valor ha presentado una brecha cada vez más importante en el tiempo, en tal sentido, es indispensable que se fortalezca la asignación de recursos a tareas de mantenimiento y la planeación de rehabilitaciones a la infraestructura existente.

El Consejo de Administración seguirá viendo por los intereses de Petróleos Mexicanos, asegurando el cumplimiento de la legislación y el marco regulatorio vigente. Las decisiones del Consejo seguirán apostando por la generación de valor, así como por el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios y del resto de los programas operativos, de estrategia y de ahorro, que permitan fortalecer la posición competitiva de la empresa en el sector.

10. Información general

10.1 Dictamen del auditor externo a los estados financieros

KPMG Cárdenas Dosal, S.C.
Manuel Ávila Camacho 176 P1
Reforma Social, Miguel Hidalgo
C.P. 11650, Ciudad de México
Teléfono +52 (55) 5080 0000
home.kpmg/mx

Informe de los Auditores Independientes

Al H. Consejo de Administración
Petróleos Mexicanos, Empresa Productiva del Estado

(Cifras en miles de pesos)

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y sus compañías subsidiarias (PEMEX), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, los estados consolidados de pérdida integral, de cambios en el patrimonio (déficit) y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y notas que incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y sus compañías subsidiarias, al 31 de diciembre de 2018, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados de nuestro informe. Somos independientes de PEMEX de conformidad con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en México y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Incertidumbre material relacionada con negocio en marcha

Como se menciona en la nota 24 e) a los estados financieros consolidados adjuntos, en el ejercicio que terminó el 31 de diciembre de 2018, PEMEX sufrió una pérdida neta de $180,419,837; además, a esa fecha tiene un déficit acumulado por $1,459,405,432 y el estado de situación financiera muestra un exceso de pasivos circulantes sobre activos circulantes de $54,666,333. Estas cuestiones, aunadas a su régimen fiscal, al incremento significativo de su endeudamiento y a la disminución de su capital de trabajo; indican la existencia de una incertidumbre material que puede crear una duda sustancial sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha. Nuestra opinión no ha sido modificada en relación con esta cuestión.

© 2019 KPMG Cárdenas Dosal, S.C., sociedad mexicana y firma miembro de la red de firmas independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative, sociedad suiza. Todos los derechos reservados.

KPMG

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor relevancia en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre estos, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones. Además de la cuestión clave descrita en la sección "Incertidumbre material relacionada con negocio en marcha", hemos determinado las siguientes cuestiones clave de auditoría a comunicar en nuestro informe.

Deterioro de activos de larga duración- pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

Ver Nota 15 a los estados financieros consolidados.

Cuestión Clave de Auditoría	De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría
El proceso para la determinación del deterioro de activos de larga duración es complejo e involucra juicios significativos por parte de la Administración, principalmente en las unidades de negocio de exploración. Las pérdidas constantes, aunadas a la volatilidad del tipo de cambio del peso frente al dólar y del precio del crudo, así como la reducción en gastos para el mantenimiento de pozos, ductos y propiedades, planta y equipo, fueron identificadas por la administración como indicadores de deterioro. Por lo anterior, hemos considerado el deterioro de los activos de larga duración como una cuestión clave de auditoría.	Nuestro procedimientos de auditoría, incluyeron entre otros, los siguientes: Cuestionamos la razonabilidad de la metodología utilizada para la determinación del deterioro, incluyendo el cambio en estimado contable por la modificación en la metodología utilizada en Pemex Exploración y Producción. Analizamos la determinación de las unidades generadoras de efectivo, verificando el cumplimento con la norma contable. Analizamos y cuestionamos la determinación de los flujos de efectivo futuros; revisando las hipótesis utilizadas para la determinación de estos flujos como: tasa de descuento, tipos de cambio, niveles de producción, precios estimados y costos y gastos operativos asociados. Conciliamos datos utilizados en el cálculo con documentación soporte interna y externa, incluyendo tendencias de la industria, datos de producción, precios, etc. Involucramos a nuestros especialistas en valuación para revisar la determinación de las tasas de descuento y los precios utilizados en el cálculo. Observamos el adecuado registro y las revelaciones contables relativas al deterioro de los activos de larga duración.

KPMG

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha, excepto si la Administración tiene intención de liquidar a PEMEX o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de PEMEX.

Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debida a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de PEMEX.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas, la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basados en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que PEMEX deje de ser un negocio en marcha.

KPMG

Pérdidas no operativas por mercado ilícito de combustible

Ver Nota 25 a los estados financieros consolidados.

Cuestión Clave de Auditoría	De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría
La transportación de hidrocarburos y otros productos a través de la red de ductos está sujeta a varios riesgos, incluyendo el mercado ilícito de combustible. En los últimos años, las pérdidas no operativas relacionadas con el mercado ilícito de combustible durante su transportación se incrementaron significativamente. Adicionalmente, a finales de 2018, ciertas declaraciones públicas relacionaron a empleados de PEMEX con el mercado ilícito de combustible durante su transportación, e incrementaron el riesgo de fraude en el proceso de reporte financiero, por lo que la Administración de PEMEX contrató expertos independientes para investigar este hecho. Por lo anterior, hemos considerado las pérdidas no operativas por mercado ilícito de combustible como una cuestión clave de auditoría.	Con la participación de nuestros especialistas forenses realizamos, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría: Análisis de las políticas y procedimientos de la administración relacionados a las pérdidas no operativas por mercado ilícito de combustible. Entrevistas con el personal clave involucrado tanto en el cálculo, como en su registro y monitoreo. Análisis de bases de datos para la identificación de registros contables de alto riesgo, buscando aquellos relacionados con el mercado ilícito de combustible que pudieran tener un impacto en los reportes financieros. Adicionalmente efectuamos procedimientos de acompañamiento con el experto independiente contratado por PEMEX, verificando la razonabilidad de los procedimientos aplicados.

Otras cuestiones

Los estados financieros consolidados de PEMEX, al 31 de diciembre de 2017 y por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, fueron auditados por otros auditores, quienes con fecha 16 de abril de 2018 emitieron una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Otra información

La Administración es responsable de la otra información. La otra información comprende la información incluida en el Reporte Anual correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2018, que deberá presentarse ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y ante la Bolsa Mexicana de Valores (el Reporte Anual), pero no incluye los estados financieros consolidados y nuestro informe de los auditores sobre los mismos. El Reporte Anual se estima que estará disponible para nosotros después de la fecha de este informe de los auditores.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresaremos ningún tipo de conclusión de aseguramiento sobre la misma.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información cuando esté disponible y, al hacerlo, considerar si la otra información es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o con nuestro conocimiento obtenido durante la auditoría, o si parece ser materialmente incorrecta.

Cuando leamos el Reporte Anual, si concluimos que existe un error material en esa otra información, estamos requeridos a reportar ese hecho a los responsables del gobierno de la entidad.

KPMG

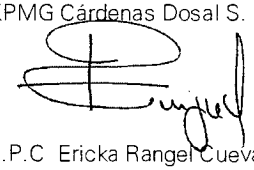
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos suficiente y apropiada evidencia de auditoría con respecto a la información financiera de las entidades o líneas de negocio dentro de PEMEX para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la administración, supervisión y desarrollo de la auditoría de grupo. Somos exclusivamente responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los responsables del gobierno de la entidad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planeados y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de nuestra auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno de la entidad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y de que les hemos comunicado todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno de la entidad, determinamos las que han sido de la mayor relevancia en la auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

KPMG Cárdenas Dosal S. C.



C.P.C Ericka Rangel Cuevas

Ciudad de México, a 22 de abril de 2019.

Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Activo circulante	**Nota**		**2018**	**2017**
Efectivo y equivalentes de efectivo	8 y 9	$	81,912,409	97,851,754
Cuentas por cobrar, neto	8 y 10		167,139,778	168,123,028
Inventarios, neto	11		82,022,568	63,858,930
Porción circulante de los documentos por cobrar	8 y 17 a)		38,153,851	2,522,206
Instrumentos de patrimonio	8 y 12		245,440	1,056,918
Activos no financieros disponibles para la venta	13		1,253,638	-
Instrumentos financieros derivados	8 y 19		22,382,277	30,113,454
Total del activo circulante			393,109,961	363,526,290
Activo no circulante				
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	14		16,841,545	16,707,364
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	15		1,402,486,084	1,436,509,326
Documentos por cobrar netos de la porción circulante	8 y 17 a)		119,828,598	148,492,909
Impuestos y derechos diferidos	23		122,784,730	146,192,485
Activos intangibles, neto	16		13,720,540	14,678,640
Otros activos	17 b)		6,425,810	5,895,100
Total del activo no circulante			1,682,087,307	1,768,475,824
Total del activo		$	2,075,197,268	2,132,002,114

Pasivo circulante	**Nota**		**2018**	**2017**
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	8 y 18	$	191,795,709	157,209,467
Proveedores			149,842,712	139,955,378
Impuestos y derechos por pagar	23		65,324,959	51,004,960
Cuentas y gastos acumulados por pagar	8		24,917,669	23,211,401
Instrumentos financieros derivados	8 y 19		15,895,245	17,745,979
Total del pasivo circulante			447,776,294	389,127,185
Pasivo no circulante				
Deuda a largo plazo, neta de la porción circulante	8 y 18		1,890,490,407	1,880,665,604
Beneficios a los empleados	20		1,080,542,046	1,258,436,122
Provisión para créditos diversos	21		101,753,256	87,677,423
Otros pasivos			9,528,385	14,194,237
Impuestos diferidos	23		4,512,312	4,253,928
Total del pasivo no circulante			3,086,826,406	3,245,227,314
Total del pasivo			3,534,602,700	3,634,354,499
Patrimonio (déficit)	24			
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"			356,544,447	356,544,447
Aportaciones del Gobierno Federal			43,730,591	43,730,591
Reserva legal			1,002,130	1,002,130
Resultados acumulados integrales			71,947,067	(151,887,182)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores			(1,752,732,435)	(1,471,862,579)
Pérdida neta del año			(180,374,350)	(280,844,899)
Total participación controladora			(1,459,882,550)	(1,503,317,492)
Total participación no controladora			477,118	965,107
Total de patrimonio (déficit)			(1,459,405,432)	(1,502,352,385)
Total del pasivo y patrimonio (déficit)		$	2,075,197,268	2,132,002,114

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver nota 1))

Estados consolidados del resultado integral

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2018	2017	2016
Ventas netas				
En el país	7	$ 980,559,538	877,360,038	670,000,473
De exportación	7	691,886,610	508,539,112	395,118,117
Ingresos por servicios	7	8,673,002	11,130,569	8,974,642
Total de ventas		1,681,119,150	1,397,029,719	1,074,093,232
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	15 e)	(21,418,997)	151,444,560	(331,314,343)
Costo de lo vendido	25	1,199,511,561	1,004,204,880	865,822,221
Rendimiento bruto		503,026,586	241,380,279	539,585,354
Otros ingresos, neto	26	23,052,511	5,174,076	22,649,606
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	25	23,774,354	21,889,670	25,231,240
Gastos de administración	25	134,321,481	119,939,454	112,653,533
Pérdidas por deterioro de valor en cuentas por cobrar y otras	10	582,855	-	-
Rendimiento de operación		367,400,407	104,725,231	424,350,187
Ingreso financiero 1		31,557,122	16,165,853	13,749,255
(Costo) financiero 2		(120,727,022)	(117,644,548)	(98,844,464)
(Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto		(22,258,613)	25,338,324	(14,000,987)
Utilidad en cambios, neto		23,659,480	23,184,122	(254,012,743)
		(87,769,033)	(52,956,249)	(353,108,939)
Rendimiento neto en la participación de los resultados de negocios conjuntos asociadas y otras	14	1,527,012	360,440	2,135,845
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros		281,158,386	52,129,422	73,377,093
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	23	469,933,595	338,044,209	277,161,804
Impuestos netos a la utilidad	23	(8,355,372)	(5,064,168)	(12,640,369)
Total de derechos, impuestos y otros		461,578,223	332,980,041	264,521,435
Pérdida neta		$ (180,419,837)	(280,850,619)	(191,144,342)
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión		846,191	(6,096,459)	21,386,903
Activos financieros disponibles para la venta		-	5,564,130	207,817
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias actuariales por beneficios a los empleados		222,545,556	12,038,710	106,277,761
Total de otros resultados integrales		223,391,747	11,506,381	127,872,481
Resultado integral total		$ 42,971,910	(269,344,238)	(63,271,861)
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora		$ (180,374,350)	(280,844,899)	(191,645,606)
Participación no controladora		(45,487)	(5,720)	501,264
Pérdida neta		$ (180,419,837)	(280,850,619)	(191,144,342)
Otros resultados atribuibles a				
Participación controladora		$ 223,834,249	11,512,259	127,650,318
Participación no controladora		(442,502)	(5,878)	222,163
Total de otros resultados integrales		$ 223,391,747	11,506,381	127,872,481
Resultado integral atribuible a				
Participación controladora		$ 43,459,899	(269,332,640)	(63,995,288)
Participación no controladora		(487,989)	(11,598)	723,427
Resultado integral total		$ 42,971,910	(269,344,238)	(63,271,861)

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

1 Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2018
2 Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (déficit)

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Cifras expresadas en millones de pesos)

Ver nota 2 b)

	Participación controladora										
					Resultados acumulados integrales		Déficit acumulado				
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Activo financiero disponible para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio	De ejercicios anteriores	Total	Participación no controladora	Total patrimonio (déficit)
Saldos al 31 de diciembre de 2016	$ 356,544,447	43,730,591	1,002,130	(5,564,130)	50,720,022	(208,566,324)	(191,645,606)	($ 280,216,978)	($ 233,934,852)	976,705	($ 232,958,147)
Traspaso a déficit acumulado							191,645,606	(191,645,606)			
Resultado integral total				5,564,130	(6,087,010)	12,635,139	(280,844,899)		(269,332,640)	(11,598)	(269,344,238)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	356,544,447	43,730,591	1,002,130		44,633,012	(196,520,194)	(280,844,899)	($ 472,862,579)	($ 503,317,492)	965,107	($ 502,352,385)
Ajuste por adopción de IFRS 9 (Nota 4-bl)	-	-	-	-	-	-	-	(24,957)	(24,957)	-	(24,957)
Saldos ajustados al 1o. de enero de 2018	356,544,447	43,730,591	1,002,130	-	44,633,012	(196,520,194)	(280,844,899)	($ 472,887,536)	($ 503,342,449)	965,107	($ 502,377,342)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	-	280,844,899	(280,844,899)	-	-	-
Resultado integral total	-	-	-	-	1,287,215	222,547,032	(180,374,350)		43,459,897	(487,989)	42,971,910
Saldos al 31 de diciembre de 2018	$ 356,544,447	43,730,591	1,002,130		45,920,227	26,026,838	(180,374,350)	($ 753,732,435)	($ 459,882,552)	477,118	($ 459,405,434)

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver nota1))

Estados consolidados del flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		2018	2017	2016
Actividades de operación:				
(Pérdida) neta	$	(180,419,837)	(280,850,619)	(191,144,342)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Depreciación y amortización		153,382,040	156,704,513	150,439,491
Amortización de intangibles		2,643,326	-	-
(Reversa) deterioro de propiedades maquinaria y equipo		(21,418,997)	151,444,560	(331,314,343)
Pozos no exitosos		15,443,086	6,164,624	29,106,084
Gastos de Exploración		(2,171,218)	(1,447,761)	(2,022,826)
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo		16,885,264	17,063,671	3,771,287
Bajas de activos financieros disponibles para la venta		-	2,808,360	-
Pérdida por venta de activos fijos		-	-	27,882,480
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta		-	3,523,748	-
Disminución en activos financieros disponibles para la venta		-	1,360,205	-
Pérdida (utilidad) por venta de compañías		(701,171)	(3,139,103)	(15,211,039)
Deterioro del crédito mercantil		-	-	4,007,018
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto		(1,527,012)	(360,440)	(2,135,845)
Dividendos		-	(180,675)	(293,397)
Actualización valor presente provisión de taponamiento		(6,953,200)	7,774,000	11,968,966
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Intereses a cargo		120,727,022	117,644,548	98,844,464
Intereses a favor		(9,520,962)	-	-
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada		(19,762,208)	(16,685,439)	243,182,764
Subtotal		66,606,133	161,824,192	27,080,762
Fondos utilizados en actividades de operación				
Impuestos y derechos a la utilidad		446,612,429	375,258,833	311,015,217
Impuestos pagados		(443,785,240)	(372,240,560)	(303,593,175)
Instrumentos financieros con fines de negociación		5,880,442	(38,377,961)	310,905
Cuentas por cobrar a clientes		(286,509)	(27,124,228)	(55,104,439)
Cuentas por cobrar a largo plazo		-	114,693	(3,277,724)
Activos intangibles		-	(5,166,184)	(19,745,821)
Inventarios		(18,163,638)	(17,966,870)	(1,358,878)
Otros activos		(530,711)	(1,972,532)	(2,104,985)
Cuentas y gastos acumulados por pagar		1,706,268	4,544,794	3,097,660
Proveedores		9,887,334	(11,694,162)	(15,664,703)
Reserva para créditos diversos		(5,950,348)	(7,266,629)	15,585,374
Reserva para beneficios a los empleados		53,604,884	50,065,396	47,293,069
Otros impuestos y derechos		26,205,546	(46,601,312)	(45,431,344)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación		141,786,590	63,397,470	(41,898,082)
Actividades de inversión:				
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo		(94,003,596)	(91,859,465)	(151,408,481)
Documento recibido del Gobierno Federal		2,364,053	-	
Intereses cobrados por el documento recibido del Gob. Federal		187,615	-	-
Otros documentos por cobrar		1,246,763	-	
Activos intangibles		(14,957,093)	-	
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles para la venta		-	8,026,836	
Recursos provenientes de la venta de compañías		4,078,344	3,141,710	22,684,736
Recursos provenientes de la venta de activos fijos		-	-	560,665
Adquisición de negocios			-	(4,329,769)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión		(101,083,914)	(80,690,919)	(132,492,849)
Efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento		40,702,676	(17,293,449)	(174,390,931)
Actividad de financiamiento:				
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal			-	73,500,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras		899,769,012	704,715,468	841,991,767
Pagos de principal de préstamos		(841,033,392)	(642,059,819)	(614,987,329)
Intereses pagados		(115,289,389)	(108,910,417)	(88,754,141)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento		(56,553,769)	(46,254,768)	211,750,297
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo		(15,851,093)	(63,548,217)	37,359,366
Efectos por cambios en el valor del efectivo		(88,252)	(2,132,542)	16,804,267
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo		97,851,754	163,532,513	109,368,880
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	$	81,912,409	97,851,754	163,532,513

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(1) Historia, naturaleza, marco regulatorio y actividades de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias-

Petróleos Mexicanos se creó mediante Decreto del Congreso de la Unión de fecha 7 de junio de 1938, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio del mismo año, y vigente a partir de esta última fecha.

El 20 de diciembre de 2013 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, el cual entró en vigor al día siguiente de su publicación, mismo que incluye los artículos transitorios que establecen el marco legal que debe implementarse en materia energética.

Como parte de ese marco legal, el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que entró en vigor el 7 de octubre de 2014, con excepción de algunas disposiciones. El 2 de diciembre de 2014, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo por el que se emitió la declaratoria con la cual, entró en vigor el régimen especial de Petróleos Mexicanos en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, deuda y presupuesto. El 10 de junio de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y, a partir del día siguiente a su publicación, inició la vigencia del régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.

A partir de la entrada en vigor de la Ley de Petróleos Mexicanos, Petróleos Mexicanos se transformó de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto llevar a cabo la exploración y extracción de petróleo crudo y demás hidrocarburos, pudiendo efectuar actividades relacionadas con la refinación, procesamiento de gas, proyectos de ingeniería y de investigación, generando con ello valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

Las entidades subsidiarias, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno, son empresas productivas subsidiarias, con personalidad jurídica y patrimonio propio, sujetas a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos (las "Entidades Subsidiarias").

Las Entidades Subsidiarias, antes de la Reorganización Corporativa (como se define más adelante), eran Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación (PR), Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex-Petroquímica (PPQ) los cuales eran organismos públicos descentralizados, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios y cuyo patrimonio fue 100% aportado por Petróleos Mexicanos, eran controlados por el Gobierno Federal, consolidaban y tenían el carácter de subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, aprobó la Reorganización Corporativa, propuesta por el Director General de Petróleos Mexicanos. De conformidad con dicha reorganización, las cuatro Entidades Subsidiarias existentes se transformaron en dos empresas productivas subsidiarias, y asumieron los derechos y obligaciones de dichas Entidades Subsidiarias existentes. Pemex-Exploración y Producción se transformó en la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción, y PR, PGPB y PPQ se transformaron en la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Asimismo, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de las siguientes Entidades Subsidiarias Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno. (la "Reorganización Corporativa"). Las empresas productivas subsidiarias podrán transformarse en empresas filiales, siempre y cuando se cumpla con las condiciones previstas en la Ley de Petróleos Mexicanos.

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los acuerdos de creación de cada una de las empresas productivas subsidiarias.

El 28 de abril de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, los acuerdos de creación de las siete empresas productivas subsidiarias.

El 29 de mayo de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las declaratorias de entrada en vigor tanto del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción como del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por lo que los acuerdos referidos entraron en vigor el 1 de junio de 2015.

El 29 de diciembre de 2015 y el 12 de mayo de 2016, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las adecuaciones al Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, mismas que entraron en vigor en la fecha de respectiva publicación.

El 31 de julio de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las declaratorias de entrada en vigor de los acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias Pemex Perforación y Servicios, Pemex Fertilizantes, y Pemex Etileno, emitidos por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, cuya vigencia inició el 1 de agosto de 2015.

El 1 de octubre de 2015 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la declaratoria de entrada en vigor del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Logística que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por lo que el acuerdo referido entró en vigor el 1 de octubre de 2015.

El 6 de octubre de 2015 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la declaratoria de entrada en vigor del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. Dicho acuerdo de creación entró en vigor el 1 de noviembre de 2015.

El 13 de julio de 2018, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emitió la Declaratoria de Liquidación y Extinción de Pemex Cogeneración y Servicios, misma que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de julio de 2018. Pemex Transformación Industrial se subroga en cualquier obligación contraída o derecho adquirido con anterioridad, en México y el extranjero, por Pemex Cogeneración y Servicios que se encuentre vigente al 27 de julio de 2018, fecha en que surtió efectos dicha Declaratoria.

Las principales actividades que llevan a cabo las Entidades Subsidiarias son las que se mencionan en la siguiente hoja.

(Continúa)

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, así como en el extranjero.

- Pemex Transformación Industrial: Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

- Pemex Perforación y Servicios: Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.

- Pemex Logística: Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a PEMEX (según dicho término se define más adelante) y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

- Pemex Fertilizantes: La producción, distribución y comercialización de amoniaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados.

- Pemex Etileno: La producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.

La principal diferencia entre las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias es que las Entidades Subsidiarias son empresas productivas del Estado, mientras que las Compañías Subsidiarias son empresas filiales que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas.

Las "Compañías Subsidiarias" se definen como aquellas empresas que son controladas, directa o indirectamente, por Petróleos Mexicanos (ver Nota 3 A).

Las "compañías asociadas" son las entidades en las que Petróleos Mexicanos tiene influencia significativa pero no tiene control o control efectivo sobre sus políticas y operaciones financieras (ver Nota 3 A).

Para efectos de estos estados financieros consolidados, Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias son referidos, en su conjunto, como "PEMEX".

El domicilio de Petróleos Mexicanos y principal lugar de negocios es: Avenida Marina Nacional No. 329, Colonia Verónica Anzures, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 11300, Ciudad de México.

(2) Autorización y bases de preparación-

Autorización

Con fecha 22 de abril de 2019, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 diciembre de 2018, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General, Lic. Alberto Velázquez García, Director Corporativo de Finanzas, C.P. Manuel Salvador Cruz Flores, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C.P. Oscar René Orozco Piliado, Gerente de Contabilidad Central.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Estos estados financieros consolidados y sus notas se presentarán, para su aprobación, en la siguiente sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, donde se tiene previsto que dicho Órgano de Gobierno apruebe los resultados del ejercicio en términos de lo dispuesto en el artículo 13 fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley del Mercado de Valores y los artículos 33 fracción I a) numeral 3 y 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

Los asuntos de valoración de auditoría son informados al Comité de Auditoría. Este es el primer conjunto de Estados Financieros anuales Consolidados de PEMEX presentados bajo NIIF 15, Ingresos del Contrato con Clientes y NIIF 9, Instrumentos Financieros. Los cambios en las políticas contables significativas se describen en la Nota 4.

Bases de presentación

a) Declaración de cumplimiento

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el International Accounting Standars Board ("IASB").

b) Bases de medición

Los estados financieros consolidados fueron preparados sobre la base del costo histórico con excepción de las siguientes partidas, que han sido medidas usando una base alternativa.

PARTIDA	BASE DE MEDICIÓN
INSTRUMENTOS FINANCIEROS	Costo amortizado y valor razonable
BENEFICIOS A EMPLEADOS (PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS)	Valor razonable de los activos del plan menos valor presente de la obligación.
POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPO	Algunos componentes a valor de uso

c) Negocio en marcha

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que PEMEX podrá cumplir con sus obligaciones de pago (ver Nota 24-e).

d) Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados de PEMEX se presentan en moneda de informe pesos mexicanos, que es igual a la moneda funcional de PEMEX, debido, principalmente a lo siguiente:

i. El entorno económico primario en que opera PEMEX es México, siendo el peso mexicano la moneda de curso legal.

ii. Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias cuentan con autonomía presupuestaria, y se sujetan sólo al balance financiero (diferencia entre los ingresos y el gasto neto total, incluyendo el costo financiero de la deuda pública del Gobierno Federal y de las entidades de control directo) y al techo de gasto de servicios personales que, a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) apruebe el Congreso de la Unión, en pesos mexicanos.

(Continúa)

iii. La provisión por beneficios a los empleados representa el 31% y 35% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente. Esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos mexicanos.

iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos mexicanos.

Si bien la determinación de los precios de venta de diversos productos toma como principal referencia índices internacionales denominados en dólares estadounidenses, el precio de venta final de las ventas nacionales se encuentra regulado por políticas financieras y económicas determinadas por el Gobierno Federal. Asimismo, los flujos de efectivo de dichas ventas son generados y recibidos en pesos mexicanos.

De las divisas recibidas por PEMEX (ventas al extranjero, préstamos, etc.), la entidad reguladora en materia monetaria del país (Banco de México), establece que las dependencias de la Administración Pública Federal que no tengan carácter de intermediarios financieros estarán obligadas a enajenar sus divisas al propio Banco de México en los términos de las disposiciones que éste expida, obteniendo a cambio de éstas, pesos mexicanos, que son la moneda de curso legal en el país.

Definición de términos

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros consolidados, cuando se hace referencia a pesos o "$", se trata de miles de pesos mexicanos; cuando se hace referencia a dólares estadounidenses, dólares americanos o "US$", se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América; cuando se hace referencia a yenes o "¥", se trata de miles de yenes japoneses; cuando se hace referencia a euros o "€", se trata de miles de euros; cuando se hace referencia a libras esterlinas o "£", se trata de miles de libras esterlinas, y cuando se hace referencia a francos suizos o "₣", se trata de miles de francos suizos. Los tipos de cambio, productos y precios son presentados en unidades.

e) Uso de juicios y estimaciones

Al preparar estos estados financieros consolidados, la administración de PEMEX ha realizado juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.
Las estimaciones y los supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

La información relativa a la aplicación de estimaciones, suposiciones y juicios críticos sobre las políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados, se describen en las siguientes notas:

i. Juicios y supuestos e incertidumbre en las estimaciones.

Nota 3-C Instrumentos financieros - determinación del valor razonable y pérdidas crediticias esperadas.
Nota 3-E Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo – valor en uso
Nota 3-F Activos intangibles; gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural - método de esfuerzos exitosos
Nota 3-H Deterioro en el valor de los activos no financieros – estimación de flujos de efectivo y determinación de tasa de descuento

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Nota 3-K Provisiones – pasivos ambientales y retiro de activos
Nota 3-L Beneficios a empleados – supuestos e hipótesis actuariales
Nota 3-M Impuestos y derechos sobre la utilidad - evaluación de la recuperación del activo por impuesto diferido.
Nota 3-N Contingencias - evaluación de la probabilidad de una contingencia.

ii. Determinación del valor razonable

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables de activos y pasivos financieros como de los no financieros.

PEMEX cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valuación que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3.

La Subdirección de riesgos revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valuación. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corredores o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, esta Subdirección evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valuaciones satisfacen los requerimientos de las NIIF, incluyendo el nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que deberían clasificarse esas valuaciones.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo, PEMEX utiliza datos de mercado observables siempre que sea posible. Los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en los datos de entrada usados en las técnicas de valoración, como sigue:

Nivel 1: precios cotizados (no-ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: datos de entrada diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa (es decir, precios) o indirectamente (es decir, provenientes de los precios).

Nivel 3: datos o insumos para medir el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables (datos de entrada no observables).

Si los datos de entrada usados para medir el valor razonable de un activo o pasivo se clasifican en niveles distintos de la jerarquía del valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de la jerarquía del valor razonable que la variable de más baja observabilidad que sea significativa para la medición total.

PEMEX reconoce las transferencias entre los niveles de la jerarquía del valor razonable al final del periodo sobre el que se informa durante el cual ocurrió el cambio.

(Continúa)

Cámara de Diputados del Honorable Congreso de la Unión, LXIV Legislatura

Junta de Coordinación Política

Diputados: Mario Delgado Carrillo, presidente, MORENA; Juan Carlos Romero Hicks, PAN; René Juárez Cisneros, PRI; Olga Juliana Elizondo Guerra, PES; Reginaldo Sandoval Flores, PT; Izcóatl Tonatiuh Bravo Padilla, MOVIMIENTO CIUDADANO; Verónica Beatriz Juárez Piña, PRD; Arturo Escobar y Vega, PVEM;

Mesa Directiva

Diputados: Porfirio Muñoz Ledo, presidente; vicepresidentes, María de los Dolores Padierna Luna, MORENA; Marco Antonio Adame Castillo, PAN; Dulce María Sauri Riancho, PRI; secretarios, Karla Yuritzi Almazán Burgos, MORENA; Mariana Dunyaska García Rojas, PAN; Sara Rocha Medina, PRI; Héctor René Cruz Aparicio, PES; Lizeth Sánchez García, PT; Carmen Julieta Macías Rábago, MOVIMIENTO CIUDADANO; Mónica Bautista Rodríguez, PRD; Lyndiana Elizabeth Burgarín Cortés, PVEM; Lilia Villafuerte Zavala, SP.

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/**