

PETRÓLEO E HIDROCARBUROS:

*Escasez de inversión privada
y desbalance en la capacidad de refinación*



EL LEGADO

Imagen: <https://forbes.com.mx/pemex-tiene-recuperacion-de-34-en-refinacion-y-esta-es-el-complejo-que-fortalecera-en-2024/>

SIGNOS VITALES
EL PULSO DE MÉXICO

NOVIEMBRE, 2024

Petróleo e hidrocarburos:

escasez de inversión privada y desbalance en la capacidad de refinación

INTRODUCCIÓN: MÉXICO Y SU AFÁN POR PRODUCIR HIDROCARBUROS

En la administración de López Obrador la inversión en exploración petrolera, principalmente la privada, no alcanzó ni la mitad de los requerimientos financieros para cumplir con las metas de extracción (2.8 vs 7.5 mmda anuales en promedio) (CNH, s.f.b). A su vez, Pemex no pudo hacer frente por sí sola a dichos requerimientos. Ante la escasa inversión (pública y privada), las reservas probadas (1P) se encuentran en mínimos históricos. Entre 2018 y 2024 estas reservas disminuyeron en -7.5% (-486 millones de barriles) (CNH, s.f.). A lo anterior se sumó la sobreexplotación de los campos más maduros, mismos que tendieron a su agotamiento. La restitución no fue suficiente, incluso con la aportación de privados.

Sin nuevos hallazgos la producción petrolera (sin considerar condensados) solo siguió cayendo. Entre 2018 y 2024 esta decayó -12.7% o -230.7 mil barriles diarios. A su vez, la caída en la producción llevó la administración de López Obrador a sacrificar exportaciones (caída de -12.8%) a cambio de la producción de petrolíferos (incremento en la refinación de 29.4%). Es decir, se optó por un camino distinto al de las últimas tres administraciones federales, pero sobre todo respecto a la de Peña Nieto. Este cambio de estrategia trajo como resultado el crecimiento en la producción de desechos (combustóleo) en un 40.6% (o 75.2 mbd) (Pemex, s.f.b), monto relativo como absoluto superior al de la producción de otros combustibles como las gasolinas y el diésel. Lo anterior dejó ver que, incluso enviando la misma cantidad de petróleo que en el pasado al Sistema Nacional de Re-

En la administración de López Obrador la inversión en exploración petrolera, principalmente la privada, no alcanzó ni la mitad de los requerimientos financieros para cumplir con las metas de extracción (CNH, s.f.b).

finación, no llegaremos al mismo resultado (nivel de producción). Las ineficiencias se han incrementado en alrededor de 10%.

Dada la caída en la explotación, con los subsecuentes cuellos de botella a la inversión privada y el incremento en la producción de desechos, la administración federal 2018–2024 tuvo que modificar las reglas del despacho eléctrico para privilegiar el consumo del combustóleo en las centrales eléctricas de la CFE. Continuar por la misma senda, y tratar de cubrir la demanda interna de gasolinas y diésel implica que Pemex tenga que incrementar su producción de gasolinas entre 126.8 y 146% (entre 382.8 y 440.9 mbd) (manteniendo todo lo demás constante). Pero para que esto suceda México tendría que procesar cerca de 2 millones de barriles diarios, cantidad que es muy poco probable que alcance a producir hacia 2028, incluso en el escenario más optimista, considerando la entrada en operación de las Refinerías Dos Bocas y Deer Park y haciendo uso de toda su capacidad, cuando la capacidad de refinación de Pemex llegará (en el mejor de los casos) a los 2.29 millones de barriles diarios.

PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN Y AGOTAMIENTO DE CAMPOS MADUROS

La producción petrolera en México ha dependido en mayor medida de un pequeño conjunto de campos. Al mes de julio de 2024 hubo 6,706 pozos en operación, cifra semejante a la de abril de 2009 (6,728 pozos). Sin embargo, en aquel entonces se produjeron 2,642.4 mbd de petróleo y para el último dato solo se contabilizaron 1,565.3 mbd¹. Es decir, en los últimos 15 años la producción promedio por pozo ha pasado de 392.7 a 233.4 barriles de petróleo (variación de -40.6%) (CNH, s.f.).

Al analizar la información de los campos con mayor producción nos podemos percatar que los mejores años para Pemex, al menos en materia de petróleo, se han ido. El pico en la producción en el campo en Akal entre 2003 y 2004 (2,037.82 mbd) (CNH, s.f.) marcó un antes y después en la producción petrolera en el país². El incremento en los precios en los años

¹ No se consideran los condensados.

² El punto más elevado de producción de petróleo en la administración de López Obrador fue en 2019, cuando se produjeron 1,678.8 miles de barriles al día (incluyendo la participación de privados), lo que representa el 82.4% del máximo nivel de producción (2004) solo del campo en Akal, y el 49.6% respecto del máximo histórico de producción de Pemex (3,382.9 mbd en 2004).

La administración federal 2018–2024 tuvo que modificar las reglas del despacho eléctrico para privilegiar el consumo del combustóleo en las centrales eléctricas de la CFE.

posteriores al pico en la producción –lo que disimuló la pérdida operativa– vino acompañado de un declive que tendió a su agotamiento, que fue compensado parcialmente por el incremento en la producción de los campos de Ku–Maloob–Zaap. Es así que en 2004 solo en estos cuatro campos se produjeron 2,339 mbd (69 de cada 100 barriles producidos en México), y en el acumulado de enero a junio de 2024 se produjeron 512.26 mbd (variación de –78.1%). De enero a junio de 2024, en Akal solo se habían producido 15.12 mbd, la cifra más baja de la que se tuviera registro (CNH, s.f.) y en el sexenio de López Obrador la producción en aquel campo no hizo más que seguir cayendo.

El que fue el campo más prolífico se ha agotado, y como lo advertimos desde la segunda mitad de 2020³, es muy probable que así suceda con los campos de mayor producción Maloob y Zaap, los cuales alcanzaron un máximo de producción en 2018 (432.27 mbd) y 2014 (305.9 mbd) (CNH, s.f.), respectivamente. En el caso de Ku, y hasta mediados de 2024, este mantuvo de igual forma los niveles de producción más bajos, tan solo 10.14 mbd; apenas en 2018 la producción de dicho campo era de 82.26 mbd (CNH, s.f.). A partir de

³ Puede verse en: <https://signosvitalesmexico.org/petroleos-mexicanos-la-devastadora-patologia-que-enfrenta-el-pais/>

Los campos de petróleo más prolíficos se han agotado y es muy probable que así suceda con los campos de mayor producción Maloob y Zaap, los cuales alcanzaron un máximo de producción en 2018 de 432.27 mbd (CNH, s.f.).



Imagen: "Producción de Ku Maloob Zaap ha caído 28.5% en el sexenio" en <https://energiaadefate.com/produccion-de-ku-maloob-zaap-ha-caido-28-5-en-el-sexenio/>

2018 la producción de los tres campos mencionados se estancó e incluso decayó un año antes de la drástica disminución en la actividad económica ocasionada por la crisis sanitaria. La pérdida en la producción ha sido irreparable. Desde nuestras primeras proyecciones en 2020, mismas que no sufrieron grandes modificaciones en los siguientes años, estimamos como muy poco probable que el nivel de producción superara un millón 800 mbd (Gráfica 1).

Dada la baja producción petrolera y la escasa inversión en exploración, las reservas probadas (1P)⁴ han venido a la baja desde 2010, las cuales se han reducido -42.6% (-4,441.4 Millones de barriles -Mdb-) en los últimos 14 años, mismas que acentuaron su declive entre 2015 y 2016. Entre 2018 y 2024 han mantenido la tendencia a la baja (-486 Mdb). En 2024 dichas reservas se estiman en 5,978.16 Mdb. De igual manera, entre 2014 y 2024, las mismas reservas para los cuatro campos antes señalados se han reducido -82.3% (-4,094 Mdb) (CNH, s.f.). Entre 2010 y 2024 las reservas de estos mismos campos han visto mermada su participación en el total, pasando del 47.8 al 14.8%. Ahora bien, y como lo hemos comentado desde hace cuatro años, la única forma de incrementar

⁴ Con probabilidad de al menos 90% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor al calculado.

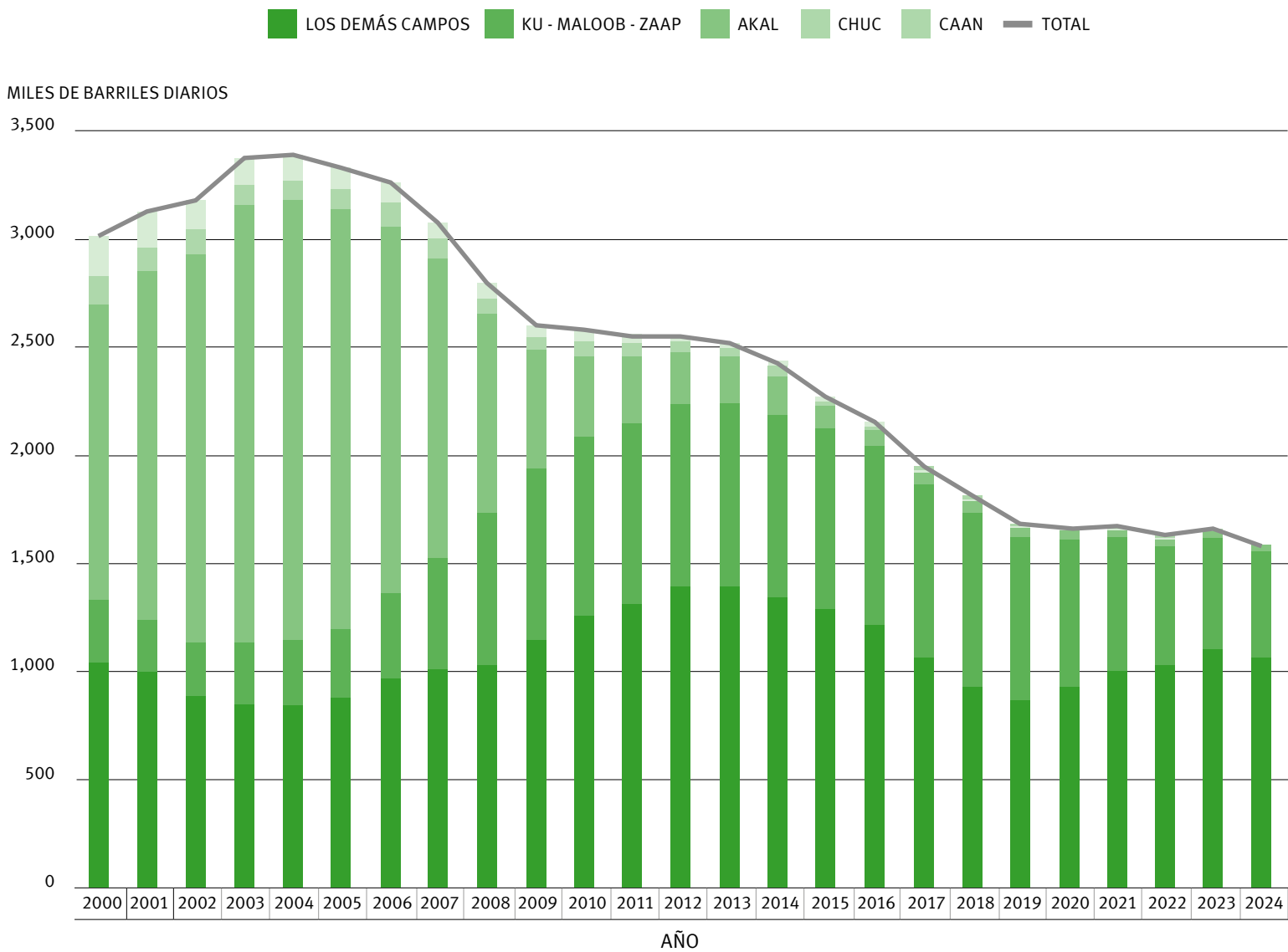
Dada la baja producción petrolera y la escasa inversión en exploración, las reservas probadas (1P) han venido a la baja desde 2010. Entre 2018 y 2024 han mantenido la tendencia a la baja (-486 Mdb).

las reservas probadas es a través de nuevos hallazgos y esos se pueden realizar a través de la exploración, actividad que ha sido afectada de manera negativa (considerando su inversión) dados los números rojos de Pemex y las restricciones a la inversión privada. Pemex sigue en una encrucijada.

De acuerdo con la misma Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), para incrementar la producción de 1.67 a 2.35 millones de barriles diarios (Mdbd) durante la administración de López Obrador (2019 – 2024) debieron invertirse 26.6 mmdd en promedio por año, solo Pemex debía aportar 19.1 mmdd del total, y el resto los privados (7.5 mmdd) (CNH, 2019). En 2024, la inversión será de aproximadamente 21.34 mmdd, y en exploración y producción esta se quedó corta (17.95 mmdd), el 94% de los requerimientos de

Para incrementar la producción de 1.67 a 2.35 millones de barriles diarios durante la administración de López Obrador debieron invertirse 26.6 mmdd en promedio por año (CNH, 2019).

GRÁFICA 1 PRODUCCIÓN PETROLERA TOTAL Y CAMPOS DE MAYOR IMPORTANCIA (MBD) (2000 - 2024*)



Fuente: Elaboración propia con información de la CNH. *La cifra de 2024 resulta del acumulado de enero a junio del mismo año.

capital de la empresa. No obstante, así lo fue durante toda la administración de López Obrador. Y la falta de inversión por parte de privados terminó por colapsar las necesidades financieras del sector. Entre 2019 y 2024, la inversión aprobada en planes de exploración, evaluación y desarrollo fue en promedio de 4.5 mmdd⁵, sin embargo, las inversiones ejercidas en contratos de exploración y extracción apenas alcanzaron los 2.8 mmdd⁶ (CNH, s.f.b), no es ni la mitad de lo que debieran invertir los privados. Los resultados del rezago acumulado en inversión (principalmente de 2019 a 2021)⁷ saltan a la vista, pues la producción petrolera apenas se sostiene.

La extracción petrolera no solo es importante en sí misma, sino que es la principal fuente de utilidades de Pemex, genera ingresos en dólares (por las exportaciones) y proporciona insumos al Sistema Nacional de Refinación (SNR). Es decir, le da viabilidad al negocio y a la cadena de valor. Es importante señalar que la refinación (transformación industrial) no resulta la

5 Es considerada la inversión aprobada por año de Licitaciones de las Rondas 1, 2, 3, Migraciones y Asociaciones.

6 Estimado de Signos Vitales con información al mes de julio de 2024.

7 En 2023 las inversiones ejercidas alcanzaron un máximo de 3,074 mdd y es probable que la cifra para 2024 sea un tanto superior. Entre enero y julio de 2024 las inversiones son superiores en 8.8% a las del mismo periodo de 2023.

Entre 2019 y 2024, la inversión aprobada en planes de exploración, evaluación y desarrollo fue en promedio de 4.5 mmdd, sin embargo, las inversiones ejercidas en contratos de exploración y extracción apenas alcanzaron los 2.8 mmdd (CNH, s.f.b), no es ni la mitad de lo que debieran invertir los privados.

mejor opción, ya que es la actividad que genera las mayores pérdidas a Pemex.

En la administración de López Obrador, Pemex tuvo pérdidas netas acumuladas por -918.5 mmdp⁸ (Pemex, s.f.a). Pero solo Transformación Industrial (PTRI) acumuló pérdidas por -706.5 mmdp. Es decir, solo las pérdidas de PTRI representaron el 76.9% del total. En la administración de Peña Nieto, resultado de un menor envío de crudo al SNR y un menor costo de los insumos, las pérdidas de PTRI representaron cerca del 27% de las pérdidas acumuladas durante dicha administración federal (Pemex, s.f.a). En ese momento las pérdidas se concentraron en Pemex Exploración y Producción (PEP) y ante todo en 2015, después de que el precio promedio por barril de pe-

8 Para los años 2019 a 2023.

tróleo pasara de 86.08 en 2014 a 43.39 dólares por barril en 2015 y tocara un mínimo de 35.63 dólares por barril al año siguiente (Pemex, s.f.a).

En tanto, en la administración de López Obrador, las pérdidas pudieron ser atenuadas en los últimos dos años (2022 – 2023) por dos razones:

1. Incremento en la cotización de la mezcla mexicana, que de 2019 a 2023 pasó de 55.53 a 70.98 dólares por barril en promedio, pasando por un máximo de 89.35 dólares por barril en 2022, razón por la que PEP generó utilidades netas de manera acumulada por 399.2 mmdp en los últimos dos años (Pemex, s.f.a).
2. Reducción en la carga fiscal. Entre 2019 y 2023 la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) pasó de 65 a 40%, para finalmente quedar en 30% hacia el cierre de la administración de López Obrador. En los mismos años la relación de impuestos y derechos a ingresos totales pasó de 24.5 a 12.8%. Hacia la primera mitad de 2024 esta relación ya era de 11.2%. Fue así que entre 2018 y 2023 el pago de derechos e impuestos pasó de 461.6 a 220 mmdp (Pemex, s.f.a).

Aunado a lo anterior, se le dio la oportunidad a Pemex de aplazar el pago de impuestos, además de que

a principios de 2024 se le condonó el pago del último trimestre de 2023. Todavía, al comienzo de 2024 se le permitió a Pemex diferir el pago del DUC y así fue hasta finalizar la administración de López Obrador, cuando pudo aplazar el pago correspondiente al mes de agosto hasta el 30 de octubre⁹. Dichos eventos hacen ver que al cierre de 2024 la aportación de Pemex al erario público sea la menor en las últimas administraciones federales.

De acuerdo con México Evalúa,

la reducción y postergación de impuestos en 2024 provocó que la entrega de recursos petroleros de Pemex hacia la Federación, al mes de junio, cayera 45.6% (-76.9 mmdp) frente al mismo periodo de 2023. Así también, tanto la reducción como la postergación del DUC a Pemex ha conducido a un giro diametral frente al cierre del sexenio pasado: en 2018 Pemex se quedaba con el 44% de los ingresos petroleros y la Federación con el 56% (México Evalúa, 2024).

Con el aumento en los ingresos de Pemex y las disminuciones a la carga fiscal, dicha empresa se que-

⁹ Al momento de elaborar el presente reporte no se sabía si Pemex había cumplido con dicho compromiso.

da con el 83% de la renta petrolera contra el 17% de la Federación (México Evalúa, 2024).

La política de reducir y postergar el DUC a Pemex tuvo un costo histórico: en la primera mitad de 2024, los ingresos petroleros del Gobierno federal (es decir, aquellos que no se queda la empresa) sumaron solo 91.7 mmdp, el peor nivel desde 1990 que se tiene registro (México Evalúa, 2024).

Ahora bien, si se considera que Pemex recibió de la Federación en el mismo periodo de tiempo 158.6 mmdp, se tiene como resultado una pérdida neta de -66 mmdp (México Evalúa, 2024). Entonces, y como concluye México Evalúa, “es la primera vez que el Gobierno le aporta más a Pemex de lo que Pemex aporta al Gobierno” (México Evalúa, 2024).

Al respecto, durante la administración de Felipe Calderón los derechos e impuestos aportados por Pemex representaron el 35.1% de los ingresos del gobierno federal; con Peña Nieto estos se redujeron considerablemente al 15.2%; en la administración de López Obrador (con corte al 2023), Pemex a duras penas ingresó 5.9% de los ingresos del erario. Si a esta aportación se le descuentan las aportaciones patrimoniales que recibió la empresa, la contribución neta a las finanzas públicas fue de tan solo el 2.3% de los

Durante la administración de Felipe Calderón los derechos e impuestos aportados por Pemex representaron el 35.1% de los ingresos del gobierno federal; con Peña Nieto se redujeron al 15.2%; en la administración de López Obrador (con corte al 2023), Pemex a duras penas ingresó 5.9% de los ingresos del erario.

ingresos totales del Gobierno Federal (Barnés, 2023). Con los descuentos y aplazamientos del último año (2024), así como las aportaciones que se sumaran, la aportación de Pemex en la administración de López Obrador debió cerrar en una cifra cercana al 2%, si no es que menor.

Por otro lado, la caída en los precios ocasionada por la crisis sanitaria no dejó de exponer la muy grave condición financiera y operativa de la empresa. Con un precio promedio de 36.24 dólares por barril, PEP tuvo pérdidas netas por -201.9 mmdp (Pemex, s.f.a). Al respecto, se estima que la renta petrolera es cero cuando el precio se coloca en los 46 dólares por barril (Signos Vitales, 2022). Por debajo de este precio, Pemex, pero en lo particular PEP, deja de aportar y en cambio necesita de más apoyos gubernamentales. Ahora bien, hay que resaltar que la suma de los

apoyos fue insuficiente para mejorar la comprometida posición financiera de la empresa. Entre 2019 y el primer trimestre de 2024 la suma de los apoyos económicos, entre los que se encuentran las aportaciones patrimoniales, descuentos al DUC, estímulos fiscales y otras ayudas, era de 1 billón 730 mmdp (IMCO, 2024b). Sabemos que al segundo trimestre la situación empeoró y que la empresa fue apoyada con otros 165.6 mmdp, los cuales se compusieron de 145 mmdp por concepto de aportaciones de capital y 20.6 mmdp por descuentos al DUC (IMCO, 2024c). De tal forma que hasta la primera mitad de 2024, Pemex recibió en la administración de López Obrador un apoyo de 1 billón 895 mmdp. Las estimaciones más recientes señalan que estos apoyos pudieron llegar a los 2 billones de pesos.

Además de lo anterior, y como notamos desde 2022¹⁰, Pemex realizó una suerte de intercambio de deuda financiera por deuda comercial y con ello crear una idea falsa de cero incremento de deuda. En los hechos, la cuenta de proveedores creció (pasó de 7.6 a 19.7 mmdd entre 2018 y el primer semestre de 2024) y la deuda financiera total (corto y largo plazo) disminuyó ligeramente (de 105.8 a 99.4 mmdd, para el

¹⁰ Puede verse: <https://signosvitalismexico.org/wp-content/uploads/2024/05/Reporte-10.pdf>

mismo periodo de tiempo) (Pemex, s.f.a). La deuda financiera de Pemex representa el 5.3% del PIB. El resultado fue que los pasivos de la empresa siguieron incrementándose. A diferencia de los compromisos financieros, el incremento en la cuenta de proveedores puede tener implicaciones sobre la economía real, pues carga directamente la incapacidad financiera de la empresa para hacer frente a sus compromisos a las empresas proveedoras.

La deuda financiera de Pemex no dejó de ser un asunto menor y por lo antes dicho no deja de ser un tema de preocupación en materia de finanzas públicas. Las pérdidas cambiarias fueron evidentes con el estallido de la crisis sanitaria, los vencimientos de corto plazo se fueron acumulando y con ello vino el refinanciamiento de la misma. Al final, esta disminución en la aportación de Pemex ha terminado en el pago de vencimientos de deuda, denominados principalmente en moneda extranjera.

Al segundo trimestre de 2024, el 80.7% (80.2 mmdd) de la deuda de la petrolera se encontraba denominada en una moneda distinta al peso, principalmente dólares (72.3% del total) (Pemex, s.f.a). Luego, el 21.7% (21.6 mmdd) de la deuda era de corto plazo, lo cual

Hasta la primera mitad de 2024, Pemex recibió en la administración de López Obrador un apoyo de 1 billón 895 mmdp. Las estimaciones más recientes señalan que estos apoyos pudieron llegar a los 2 billones de pesos.

contrastó con las cifras al cierre de 2018 (9.2% o 9.7 mdd) (Pemex, s.f.a). De acuerdo con Víctor Gómez, *la recomposición de la estructura de vencimientos de la deuda de Pemex sí es consecuencia de la gestión [de la administración de López Obrador], ya que a partir de 2019 centraron su estrategia de refinanciamiento en líneas de crédito revolventes con tasas de interés flotantes. Como consecuencia, a raíz de la crisis asociada a la pandemia esta decisión condicionó la trayectoria de los vencimientos más cortos en los siguientes años (Gómez, V., 2024).*

Así también, en este periodo se observó la internalización (intercambio) de la deuda en el mercado nacional, la cual pasó de 13.8 a 19.2 mdd, modificando ligeramente la composición de la cartera, de un 13 a 19.3% del total de la deuda (Pemex, s.f.a), como resultado de la reducción de la deuda denominada en otras monedas distintas al peso (variación de -12.8% en dólares) y el incremento de la participación nacional.

Entonces, la administración de López Obrador colocó a la empresa petrolera en una disyuntiva que en principio no tiene lógica económica y financiera: Pemex se debatía entre incrementar sus envíos al extranjero (exportar) o enviar al SNR, generando pérdidas a la

empresa. No obstante, dicha pérdida debía ser compensada con una contribución neta al erario cercana a cero, que tendió a ser negativa en 2024, y que tenía como objeto cubrir las necesidades de circulante de Pemex. En otras palabras, con López Obrador se dio comienzo a la internalización neta (absorción) de los pasivos de Pemex en el erario público, ante los pobres resultados operativos de la empresa, y en el mercado de deuda nacional.

DOS BOCAS, DEER PARK, EL SNR Y LOS DESEQUILIBRIOS POR VENIR

La reducción en el volumen de producción de petróleo tiene el efecto de limitar las exportaciones o contraer la oferta interna, y con ello el envío a las refinerías o inventarios. En ese sentido, la participación de Pemex tanto en el mercado internacional como nacional se acorta, dado que la empresa depende principalmente de su producción petrolera. En la administración federal de Peña Nieto se optó por mantener el mismo nivel de exportaciones petroleras reduciendo considerablemente el envío de crudo al SNR (-49% o -587.4 mbd entre 2012 y 2018) (Pemex, s.f.b) y como se ha hecho ver, el efecto de la descarbonización de la economía mexicana tuvo efectos inmediatos sobre el nivel de producto.

Con López Obrador se dio comienzo a la internalización neta (absorción) de los pasivos de Pemex en el erario público, ante los pobres resultados operativos de la empresa, y en el mercado de deuda nacional.



Imágenes: Deer Park (izquierda) y Dos Bocas (derecha) en <https://forbes.com.mx/refineria-de-deer-park-deja-a-pemex-utilidad-de-956-mdd-en-2022/> <https://expansion.mx/empresas/2024/11/03/refineria-dos-bocas-suspende-produccion>

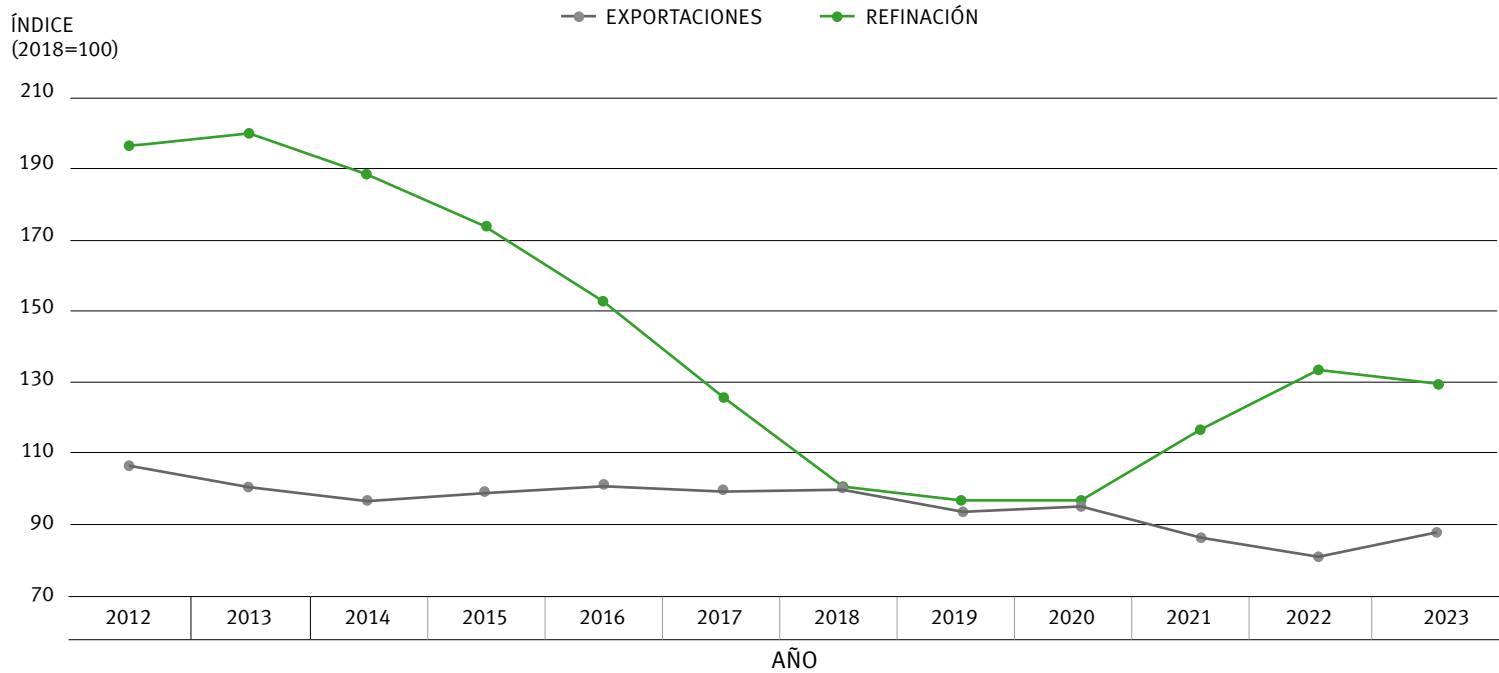
Entre 2018 y 2023 el volumen de producción petrolera cayó -12.4% (o -224.7 mbd), a su vez las exportaciones disminuyeron -12.8% (-151.1 mbd)¹¹ y los envíos al SNR se incrementaron en 29.4% ($+180.1$ mbd) (Pemex, s.f.b). La decisión fue en sentido opuesto a la del sexenio anterior. Para una empresa en la situación de Pemex, el costo de incrementar el volumen de refinación se traduce en la reducción de las exportaciones, dado que la producción petrolera no se ha incrementado. Es así que, la tendencia en la administración federal de López Obrador estuvo marcada por la reducción del volumen de exportaciones y el incremento en el volumen enviado a procesamiento al SNR, para su transformación en petrolíferos.

¹¹ Para 2023 el 57% de las exportaciones corresponden a crudo tipo Maya (crudo pesado).

Entre enero y julio de 2024, se enviaron 933.4 mbd de crudo al SNR. Dicha cifra representó el 71.6% del máximo histórico de $1,303.4$ mbd observado en 2004. Es decir, y muy a pesar de la retórica que se formó al respecto, hasta esa fecha no se procesó la cantidad de crudo que 20 años atrás, cuando incluso con ese nivel de procesamiento Pemex importó 94.5 y 2.4 mbd de gasolinas y diésel (Pemex, s.f.b), respectivamente. Aunque en retrospectiva el volumen de refinación se mantuvo en niveles históricamente bajos, los últimos datos sugerían que la política de internamiento del petróleo se radicalizó en el último año de la administración de López Obrador (crecimiento anual aproximado de 17.9%) (Pemex, s.f.b) (Gráfica 2).

La tendencia en la administración federal 2018–2024 estuvo marcada por la reducción del volumen de exportaciones y el incremento en el volumen enviado a procesamiento al SNR, para su transformación en petrolíferos.

GRÁFICA 2 CRUDO ENVIADO AL SNR VS EXPORTACIONES DE CRUDO (2018 = 100)
2012 – 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Institucional (BDI) de Pemex.

Ahora bien, en 2016 se envió la misma cantidad de crudo al SNR (933.1 mbd), sin embargo, la producción de gasolinas, diésel, querosenos y gas L.P. era de 325.3, 216.2, 42.8 y 17.2 mbd, respectivamente; hacia mediados de 2024 la producción de los petrolíferos antes mencionados fue de 299.6, 181.8, 33.8 y 14.3 mbd, respectivamente (Pemex, s.f.b). En otras

palabras, las ineficiencias en el SNR se han incrementado y se traduce en mismos envíos, pero menos productos comerciables. Lo anterior supone que, si en 2025 se enviara (de un día a otro) la misma cantidad de petróleo a refinación que en 2004, se produciría cerca del 90% de petrolíferos que en aquel entonces.

Las ineficiencias en el SNR se han incrementado y se traduce en mismos envíos, pero menos productos comerciables.

Por su parte, para el mismo periodo de 2024 la producción de gasolinas fue de 299.6 mbd y se mantuvo en los niveles más bajos de producción en al menos las últimas tres décadas, incluso cuando su producción se ha incrementado en el último lustro (variación de 21.8% o 45.1 mbd) (Pemex, s.f.b). Durante la administración de López Obrador, la producción de diésel, querosenos (combustible de los aviones) y gas L.P. se incrementó en 15.4 (o 18 mbd), 4.7 (o 1.6 mbd) y 38.6% (o 3.9 mbd); en cambio, la producción de combustóleo lo hizo en un 40.6% (o 75.2 mbd) (Pemex, s.f.b). Las ineficiencias del SNR se han incrementado a razón del crecimiento en la producción de desechos; a mayor envío de petróleo al SNR la producción de combustóleo crece en mayor medida que el resto de los petrolíferos.

Entre enero y julio de 2024 la producción de desechos en el SNR constituyó el 29.3% (304 mbd) de la producción y fue superior a la producción de gasolinas (28.8% o 299.9 mbd) (Pemex, s.f.b). De acuerdo con Rosanety Barrios, el SNR produce una proporción 29 veces mayor de desechos comparado con las refinerías ubicadas en Houston (Barrios, R., 12 de febrero de 2024), es decir, Pemex no puede competir con las empresas más eficientes del mercado. Lo que implica que sus costos de producción son más elevados, no

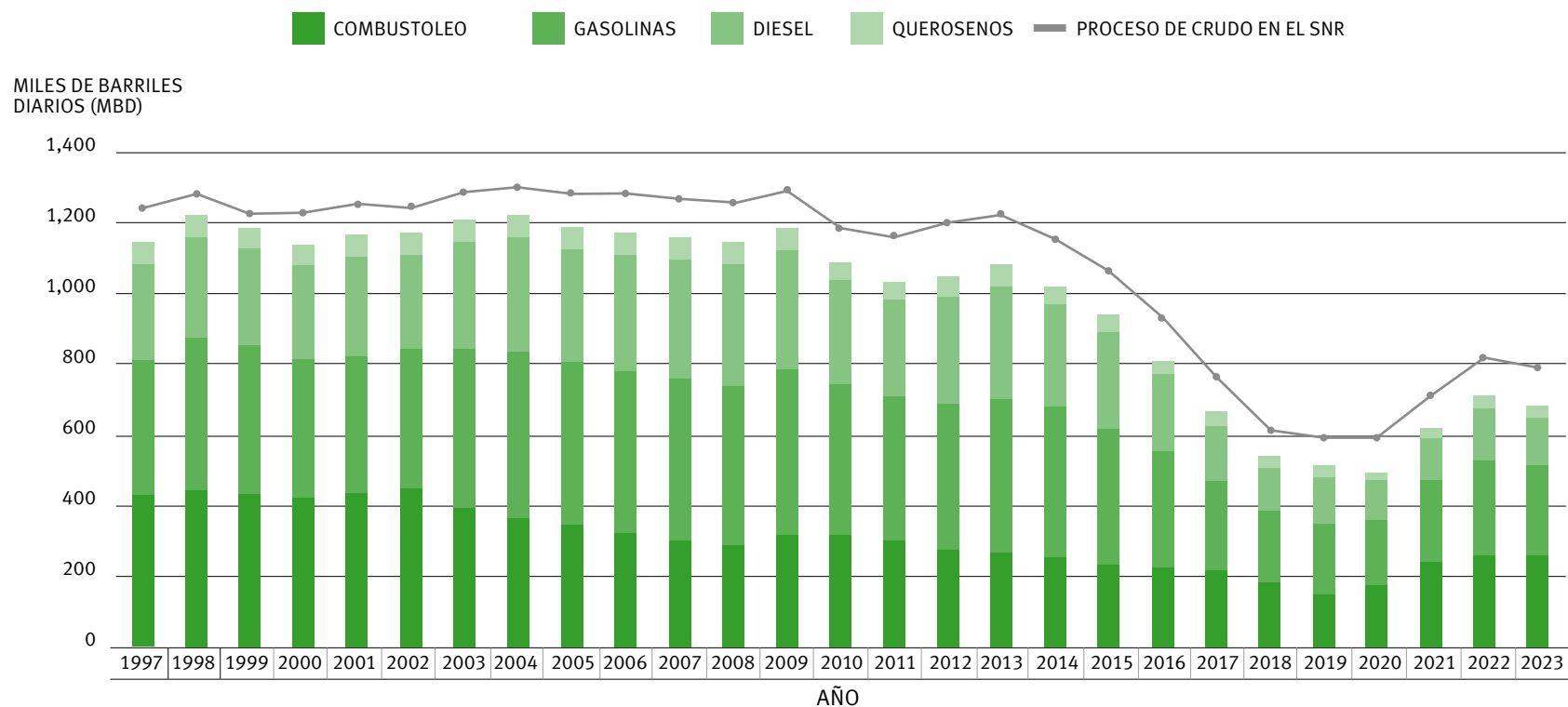
solo en términos nominales sino también relativos. Se requiere más petróleo para producir un mismo barril de gasolinas o diésel. Por su parte, es importante aclarar que estos desechos (combustóleo) tienen un precio inferior al del mismo petróleo (insumo).

El impacto de la mayor refinación y el incremento en la producción de combustóleo llevaron a la administración de López Obrador a la modificación del marco institucional en materia de despacho eléctrico. De tal forma que con la llamada Ley Bartlett se buscó fortalecer la cadena de valor de combustóleo, creando las condiciones en el mercado interno. Y esto solo podía ser con un mayor consumo del petrolífero en las centrales eléctricas de la CFE, puesto que las restricciones a nivel internacional se habían arceciado, principalmente en la industria del transporte marítimo por el alto contenido en azufre del combustóleo. Es así que la prioridad en el despacho eléctrico la tendrían las plantas de la CFE sin importar si estas resultaban más contaminantes y tenían costos variables más elevados que las fuentes más limpias (Gráfica 3).

Ahora bien, a pesar del crecimiento en el nivel de producción en los distintos productos, estos siguen aportando en menor medida a la oferta interna. Lo anterior se resume en la incapacidad de Pemex para

El impacto de la mayor refinación y el incremento en la producción de combustóleo llevaron a la administración de López Obrador a la modificación del marco institucional en materia de despacho eléctrico. Con la "Ley Bartlett" se buscó fortalecer la cadena de valor de combustóleo.

GRÁFICA 3 PRODUCCIÓN DE COMBUSTÓLEO, GASOLINAS, DIÉSEL Y QUEROSENO EN EL SNR
 POR VOLUMEN DE CRUDO PROCESADO (MBD) (1997 – 2023)



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Institucional (BDI) de Pemex (s.f.b).

cubrir las necesidades de la economía mexicana. Dado el déficit en la oferta, Pemex y privados importan la mayor parte de los petrolíferos. En 2023 México importó de Estados Unidos 470 mbd de gasolina (EIA, s.f.b), es decir, el 65.1% de la oferta mexicana de gasolinas es de origen estadounidense (apenas

una tercera parte de la oferta es cubierta por la producción de Pemex).

En este sentido y desde la entrada en vigor de la reforma energética de la administración de Peña Nieto, el crecimiento de las importaciones, principalmente de privados, fue tomando mayor relevancia hasta dete-

La prioridad en el despacho eléctrico la tendrían las plantas de la CFE sin importar si estas resultaban más contaminantes y caras.

ner su crecimiento. Entre 2013 y 2018 las importaciones de gasolinas pasaron de 184 a 511 mbd (variación de 177.7%) (EIA, s.f.b). En Signos Vitales observamos que desde la segunda mitad de 2021 los privados disminuyeron su cuota de mercado, sin embargo, hacia la segunda mitad de 2024 era un tanto difícil saber con precisión su aportación al total de la oferta interna, la cual, al mes de septiembre de 2023 estimamos en 15%¹². Lo anterior iba de la mano de la disminución en las importaciones estadounidenses entre 2018 y 2023 en -8% (-41 mbd) (EIA, s.f.b).

Como se ha podido ver, sustituir las importaciones por la producción interna de gasolinas y diésel supone que Pemex deberá incrementar su producción de gasolinas entre 126.8 y 146% (entre 382.8 y 440.9 mbd)¹³. El rango difiere de acuerdo con la interpretación que se le quiera dar a la llamada soberanía energética. Si el objetivo es el de suprimir en absoluto las importaciones (de origen estadounidense) de cualquier hidrocarburo, entonces deberá considerarse el límite superior. Sin embargo, como podrá verse,

¹² Las cifras oficiales no se encontraban disponibles al momento de realizar este estudio. De acuerdo con la misma Secretaría de Energía el sitio en donde se alojaban los datos estaba en mantenimiento.

¹³ Considerando las cifras del acumulado de enero a junio de 2024 y con una producción de gasolinas de 302 mbd.

esta última propuesta está fuera de toda proporción y lógica.

En primer lugar, se debe hacer notar que el SNR tiene la capacidad de procesar 1.615 Mdbd. En segundo lugar, solo tres de las seis refinerías que componen el SNR están configuradas (diseñadas) para procesar crudo pesado, el de mayor producción en el país. Suponiendo la adición de la RDB y la RDP (al que llamaremos sistema ampliado) Pemex podría procesar, en el escenario más optimista, 2.29 Mdbd. Y de acuerdo con estimaciones de Signos Vitales, para producir la cantidad necesaria de gasolinas (sin restringir los permisos de importación a privados), con un mercado en equilibrio (sin inventarios), tendrían que procesarse entre 1.9 y 2 mbd de petróleo. Lo anterior, suponiendo que fueran enviados 680 mbd de petróleo pesado (tipo maya de 22° API) a RDP y RDB (máxima capacidad).

Hacia la primera mitad de 2024 la producción de crudos pesado y extrapesado componían el 39.5% de la producción petrolera en el país (CNH, s.f.) e históricamente la producción de crudos pesados ha prevalecido. De igual manera, entre enero y julio de 2024 se produjeron 630.6 mbd de crudo pesado (10° API a 22.3°) (CNH, s.f.). Y por tipo de crudo, tanto

los pesados como los ligeros son los que reportan las mayores pérdidas de producción desde que hay registro; entre 2016 y 2024 la producción de crudos pesado y ligero reportaron caídas en la producción de -40.5 y -38.5%, respectivamente (CNH, s.f.)¹⁴. Las dudas sobre la viabilidad del proyecto pueden surgir desde la provisión de los insumos, en este caso el petróleo. En resumen, la producción petrolera se encontró claramente a la baja con capacidad de refinación creciente, con vistas a generar un exceso de capacidad instalada.

A su vez, dado el nivel de reservas, el decaimiento en la producción y los bajos niveles de inversión, mismos que llevaron a realizar ajustes a los pronósticos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la probabilidad de superar 2 Mdbd se ve cada día más lejana. De acuerdo con esta Comisión, en su última prospectiva de producción 2022 – 2028 (tercer trimestre 2022) estimó para 2024 en sus tres escenarios (bajo, medio y alto) una producción petrolera que podría ser de 1,654, 1,750 o 1,792 mbd de petróleo (CNH, 2022). En los hechos, y con mucha dificultad, al cierre de 2024 apenas nos habremos acercado a los 1,600 mbd. La realidad habla por sí sola y es menos alentadora que la estimación más conservadora. Con estas mismas

¹⁴ La variación corresponde a hidrocarburos líquidos.



Imagen: "¿1 millón 200 mil barriles? ¿Qué significa?" en <https://petroleoenergia.com/1-millon-200-mil-barriles-que-significa/>

estimaciones oficiales, se prevé que hacia 2028 y en el escenario más optimista la producción petrolera pueda llegar a 2,076 mbd¹⁵ de petróleo; en un escenario conservador llegará a 1,836 mbd (CNH, 2022).

¹⁵ De acuerdo con la misma CNH para que este escenario se cumpla se requiere, un ajuste optimista en los perfiles de producción para las asignaciones Akal, Ayatsil, Bedel, Ku-Maloob-Zaap, Ixachi, Nejo, Quesqui, Xanab, Yaxché, Cuitláhuac y Cuervito, así como los contratos de la Ronda 1.2 y CNH.M4-ÉBANO/2018; del desarrollo de los escenarios base e incremental de las asignaciones exploratorias y considera un componente adicional exploratorio en contratos, el cual consiste en la perforación de un pozo adicional en los contratos en etapa exploratoria sujeto a grado de avance.

Entonces, para cuando el sistema de refinación ampliado llegue a procesar el máximo volumen posible (2.29 Mdbd) –muy probablemente después de 2025– se abrirá una pequeña ventana de oportunidad entre 2027 y 2028 en la que ni haciendo uso de la totalidad del petróleo producido internamente será suficiente para sustituir la totalidad de las gasolinas importadas. En otras palabras, la cuota de importación de los privados no podrá ser sustituida con producción nacional y México necesitará importar (petróleo o gasolinas) en cualquier escenario. En este sentido, no habrá insumos propios (petróleo) y la capacidad instalada puede resultar insuficiente o resultar riesgoso llevarla a sus límites.

Entonces, o bien, el gobierno federal termina por importar entre 210 y 450 mbd de petróleo (al principio muy probablemente ligero) saturando el SNR ampliado, o continúa importando gasolinas y demás petrolíferos, con excepción del diésel¹⁶, para cubrir la cuota de mercado. Hasta hoy se desconoce qué rumbo tomarán los permisos de importación de hidrocarburos a privados en la administración federal 2024–2030.

¹⁶ Estimamos que Pemex podría cubrir la totalidad de la demanda de diésel en el país con un nivel de refinación de 1.9 Mdbd de petróleo.

Por otro lado, un hecho que hemos señalado en Signos Vitales es que el consumo de los petrolíferos como las gasolinas se detuvo desde años atrás. El evento resulta inusual como muchos otros fenómenos relacionados con el consumo energético, porque México es un país que en la estadística creció económicamente (casi nada, pero lo hace) mientras su sector energético palideció. Con los últimos datos de ventas de gasolinas de 2023 sabemos que estas fueron de 738 mbd (privados y Pemex)¹⁷ (Sener, s.f.), pero en 2018 tan solo Pemex había vendido 763.7 mbd (Pemex, s.f.b), es decir, ni un mayor control de las importaciones y ni una mayor producción de petrolíferos se han traducido en la recuperación del nivel de ventas de 2018. Lo anterior también sugiere que si la economía mexicana tuvo un crecimiento distinto de cero entonces podría haber una demanda insatisfecha, la cual, de acuerdo con nuestras estimaciones y para el periodo de enero a junio de 2024 se aproximó a los 65.7 mbd (déficit de –8.8%)¹⁸.

Lo anterior ha levantado sospechas fundadas por parte de Signos Vitales¹⁹, puesto que de cumplirse lo

¹⁷ Acumulado de enero a septiembre de 2023.

¹⁸ Considerando la trayectoria de largo plazo de la demanda de gasolinas para el periodo que va de enero de 1997 a noviembre de 2018.

¹⁹ El soporte documental y estadístico se encuentra en nues-

La cuota de importación de los privados no podrá ser sustituida con producción nacional y México necesitará importar (petróleo o gasolinas) en cualquier escenario.

anterior el mercado se encontraría en desequilibrio y la escasez sería notoria. A lo anterior se suma el crecimiento de la economía mexicana en los últimos dos años, y como hemos señalado, superior al histórico de las últimas tres décadas. En este sentido, los datos del Sistema de Administración Tributaria (SAT) pusieron en evidencia la existencia de un mercado negro de combustibles fósiles, compuesto por el contrabando y el llamado huachicol (extracción ilegal de hidrocarburos). De acuerdo con la misma información de la dependencia, en 2021 este mercado negro pudo haber llegado a representar el 21.2% (101.6 Mdb) del total de la oferta (SAT, 2022)²⁰. Así también, la evidencia recabada por Signos Vitales muestra una clara expansión del crimen organizado en sus diversas formas, y el huachicol es un delito que se arraiga en una de las zonas de mayor consumo, el centro del país.

Por otro lado, uno de los efectos que puede traer esta política en el largo plazo es la mejoría en los términos de intercambio, lo que se traducirá en una reducción del déficit comercial (en cuenta corriente) con Estados Unidos. Entre enero y agosto de 2024 la balanza comercial había presentado un déficit de -10.44

tro reporte Economía mexicana a revisión.

²⁰ Para 2023, el SAT dejó de publicar su estimación del mercado negro de hidrocarburos.

Los datos del Sistema de Administración Tributaria (SAT) evidenciaron la existencia de un mercado negro de combustibles fósiles: el contrabando y el huachicol. De acuerdo con la información del SAT, en 2021 este mercado negro pudo haber llegado a representar el 21.2% (101.6 Mdb) del total de la oferta (SAT, 2022).

mmdd, pero tan solo la balanza comercial petrolera ascendió a -6.48 mmdd (Banxico, s.f.). De ampliarse el superávit comercial con Estados Unidos el tipo de cambio podría tender a un nuevo nivel de equilibrio en el largo plazo. No obstante, hay que resaltar que esta mejoría puede estar soportada por el elevado nivel de apalancamiento de PTRI y exacerbada por el crecimiento del mercado negro de hidrocarburos, principalmente por el contrabando, puesto que como han documentado el mismo SAT y otros organismos internacionales, el contrabando se da a través de la facturación falsa. La evidencia sugiere que el mercado negro ya puede ser superior a la oferta (legal) de privados (importaciones que entran al país de acuerdo con la legislación vigente).

EL LEGADO: TRANSITAR DE EXPORTADOR A IMPORTADOR NETO DE PETRÓLEO CON BASE EN LA CAPACIDAD DE LAS FINANZAS PÚBLICAS

La administración del presidente López Obrador dio un viraje en materia de procesamiento de crudo y hacia el final de su administración esta estrategia se arreció. La ampliación de la capacidad instalada complica dejar de lado la misma de un día a otro por el alto costo que tendría el tener tal capacidad ociosa. Ante el bloqueo a la inversión privada en el sector y la cancelación de las rondas petroleras 3.2 y 3.3, dicha estrategia ha puesto a México en una condición en la que tendrá que transitar de exportador a importador neto de petróleo. En los primeros años muy probablemente será ligero, sin que haya inversión que pueda evitarlo (a los proyectos de energía les lleva años madurar) al menos en el corto plazo.

La viabilidad de esta política estará en función de la fortaleza de las finanzas públicas del país y el ahorro interno del país, puesto que el gobierno federal tendrá que destinar una mayor cantidad de este ahorro para satisfacer las necesidades financieras y de capital de la empresa, ante la incapacidad de Pemex

de generar los ingresos suficientes para hacer frente a las mismas. Por su parte, la reconversión de deuda externa por interna de Pemex pudo motivarse por los períodos prolongados de apreciación cambiaria.

Mientras las finanzas públicas transitan por una fase de despetrolización neta, puesto que la contribución de Pemex tendió al 0% de los ingresos públicos, la economía, pero principalmente el transporte y la electricidad seguirán carbonizándose, revirtiendo así el costo asumido en la administración de Peña Nieto. Esta política traerá consigo, inherentemente, que el precio final de los combustibles fósiles esté subsidiado, distraendo recursos de la economía, o bien los precios se adecuen al libre mercado dada la inviabilidad de la refinación de petróleo. A lo anterior se suma la ya cuestionable calidad en las estadísticas y opacidad en la información en materia de hidrocarburos, mismas que pueden propiciar riesgos de seguridad nacional ante un creciente mercado negro de hidrocarburos, formado por el huachicol y el contrabando de combustibles fósiles y que día con día toma una mayor porción del mercado, ya muy probablemente, mayor a la aportación de los privados.



La administración del presidente López Obrador dio un viraje en materia de procesamiento de crudo y hacia el final de su administración esta estrategia se arreció. Ante el bloqueo a la inversión privada en el sector y la cancelación de las rondas petroleras 3.2 y 3.3, dicha estrategia ha puesto a México en una condición en la que tendrá que transitar de exportador a importador neto de petróleo.

REFERENCIAS

- Banco de México (Banxico). s.f. Sistema de Información Económica (SIE). Balanza de pagos. (CA176) – Balanza comercial de mercancías de México (sin apertura de maquiladoras). Disponible en: <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=1&accion=consultarCuadroAnalitico&idCuadro=CA176&locale=es>
- Barnés de C., F. (2023) Análisis de la Situación Financiera de Pemex. Observatorio Ciudadano de la Energía (OCE). Disponible en: <https://energia.org.mx/analisis-de-la-situacion-financiera-de-pemex-por-francisco-j-barnes-de-castro/>
- Barrios, R. 12 de febrero de 2024. Refinería de Cadereyta: Cuando Cronos devora a sus hijos. Opinión 51. Disponible en: <https://www.opinion51.com/rosanety-barrios-refineria-de-cadereyta/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2019). Resultados y Perspectivas de las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/514463/Presentacion_Resultados_Perspectivas_Actividades_Exploracion_Extraccion_Hidrocarburos.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2022). Prospectiva de Producción 2022 – 2028. Tercer trimestre 2022. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5452/reporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). s.f. Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH). Disponible en: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). s.f.b. Rondas México. Cifras Relevantes. Disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/>
- Gómez, V. 2024. Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO). Gestionar la deuda de Pemex. Disponible en: <https://imco.org.mx/gestionar-la-deuda-de-pemex/>
- Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) 2024c. Pemex en la mira. Análisis de resultados al segundo trimestre de 2024. Disponible en:

<https://imco.org.mx/estados-financieros-segundo-trimestre-de-2024/>

Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO). 2024b. Pemex en la mira. Análisis de resultados al primer trimestre de 2024. Disponible en: <https://imco.org.mx/pemex-en-la-mira-al-primer-trimestre-de-2024/>

México Evalúa. 2024. Petróleo toca fondo; y la deuda está por las nubes. Erario al 2T de 2024. Disponible en: <https://numerosdeerario.mexicoevalua.org/2024/08/09/petroleo-toca-fondo-y-la-deuda-esta-por-las-nubes/>

Petróleos Mexicanos (Pemex) s.f.a. Información financiera. Resultados. Disponible en: <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>

Petróleos Mexicanos (Pemex). s.f.b. Base de Datos Institucional (BDI). Disponible en: <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>

Secretaría de Energía (Sener). s.f. Estadísticas de petrolíferos. Balance por producto. Disponible en: <https://estadisticashidrocarburos.energia.gob.mx/gas.aspx>

Servicio de Administración Tributaria (SAT). (2022). Informe Tributario y de Gestión. Cuarto trimestre 2022. Disponible en: <http://omawww.sat.gob.mx/gobmxtransparencia/Paginas/itg.html>

Signos Vitales. (2022). Diagnóstico de México: Oscuras perspectivas. Disponible en: <https://signosvitalesmexico.org/reporte-10/>

U.S. Energy Information Administration (EIA). s.f.b. Petroleum & other liquids. Exports by Destination. Disponible en: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_expc_a_EPMoF_EEX_mbblpd_a.htm

SIGNOS VITALES
EL PULSO DE MÉXICO

NOVIEMBRE 2024



