Geología mata economía: las metas incumplidas y el inicio de un nuevo declive de la producción petrolera mexicana

Luca Ferrari[1,2], José Rafael Flores[1,2]

[1] Centro de Geociencias UNAM, Campus Juriquilla, Qro., luca@unam.mx

[2] Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad (PLANEAS)

https://energia.conahcyt.mx/planeas/

Resumen

En esta nota revisamos el comportamiento de la producción petrolera nacional desde diciembre de 2018 a enero de 2024 para evaluar los resultados de la política llevada a cabo en esta administración para incrementar la producción de crudo. Como mostramos en nuestro análisis, a pesar de un significativo incremento de la inversión en el sector *upstream*, las metas de producción fueron constantemente revisadas a la baja debido a la imposibilidad técnico-geológica de contrastar el declive de los grandes campos maduros con nuevos campos de menor tamaño y mayor profundidad. El conjunto de los 27 campos desarrollados a partir de 2019 ("prioritarios" y "nuevos") ha logrado apenas estabilizar la producción nacional de crudo hasta mayo de 2023, fecha desde la cual esta ha empezado nuevamente a bajar, llegando a una disminución del 10% a enero 2024. En el caso de PEMEX, el costo de extracción de estos campos ha sido mucho mayor que el reportado para los 8 campos mayores, responsables del 52% de la producción total. En el caso de los campos otorgados a empresas privadas (5% de la producción nacional) el perfil de producción muestra igualmente un comportamiento a la baja con una disminución del 23% en los últimos 14 meses. Lo anterior confirma que los retornos decrecientes del sector petrolero mexicano son dictados por las condiciones geológicas, independiente de que la extracción la lleve a cabo el estado o los privados. El nuevo declive de la producción nacional, aunado a la situación crítica de las finanzas de PEMEX y la necesidad de reducir el impacto de los combustibles fósiles, impone reconsiderar la política energética de México para reorientarla hacia un futuro más sostenible, lo que implica necesariamente una reducción de la demanda.

Introducción

Desde hace varias décadas, se ha demostrado empíricamente que la curva de producción de petróleo de todo pozo, campo o país sube hasta un pico o cénit a partir del cual comienza un declive (Hubbert 1956; Bardi 2009). Aunque en el momento del pico se tiene todavía la mitad del recurso potencialmente extraíble, éste se vuelve cada vez más difícil y caro, ya que siempre se descubren y desarrollan primero los yacimientos más grandes, más someros y con el recurso de mejor calidad. En consecuencia, en la era del declive se produce no sólo una menor cantidad de recurso, sino también con un mayor gasto económico y energético. México pasó su pico de producción hace 20 años y en diferentes publicaciones se ha mostrado que la caída de la producción que siguió responde esencialmente a causas geológicas: el menor tamaño de los yacimientos y de la tasa de extracción que se han observado en todo país que ha pasado el pico del petróleo, donde los costos crecen constantemente y la tasa de retorno energético sigue bajando (Ferrari et al., 2024; Ferrari y Hernández Martínez, 2024; Flores Hernández y Ferrari, 2024). Sin embargo, la opinión prevalente en la actual administración era que la caída respondía solamente a la corrupción y una política deliberada de debilitamiento de PEMEX. Por lo tanto, la decisión presidencial fue de subir rápidamente la producción, lo que obligó a desarrollar a marchas forzadas campos que PEMEX tenía identificados en áreas terrestres o de aguas someras.

Al inicio de esta administración, en su Plan de Negocios del 2019, PEMEX se comprometió a elevar a una tasa promedio anual de 9.5% la extracción de crudo, para llegar a 2.697 millones de barriles diarios (MMbd) en 2024. Dos años después, en su comparecencia frente al congreso en octubre de 2021, el director de PEMEX prometió una producción de 2.063 MMbd de crudo al concluir la presente administración. Para finales de 2023 nuevamente se redujo la meta de producción de crudo para 2024 a 1.887 MMbd. Mientras tanto, debido a que los campos más grandes que se empezaron a desarrollar eran profundos (6-8 km) la producción de condensados empezó a crecer, pasando de 20 mil barriles diarios (Mbd) en diciembre de 2018 a los actuales 280 Mbd. Como es sabido los condensados son fracciones ligeras de hidrocarburos (propano, butano, pentano) que se encuentran en forma gaseosa en los yacimientos y que, a presión y temperatura superficial, se transforman en líquidos. Son insumos importantes para la petroquímica, pero no son petróleo que se pueda refinar. No obstante, en su afán de cumplir con las metas, PEMEX empezó a incorporarlos en los reportes de producción.

Panorama de la producción 2019-2023

El análisis que presentamos se basa en la última actualización -a enero de 2024- de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). La **Figura 1** muestra la producción de hidrocarburos líquidos de diciembre de 2018 a enero del 2024 separando el petróleo crudo producido por PEMEX, el que procede de los privados y el total de los condensados. Si nos limitamos al petróleo crudo, es posible observar una producción estancada que se mantiene cercana a un nivel de 1.6 MMbd, con un máximo en mayo de 2023 y un declive posterior.

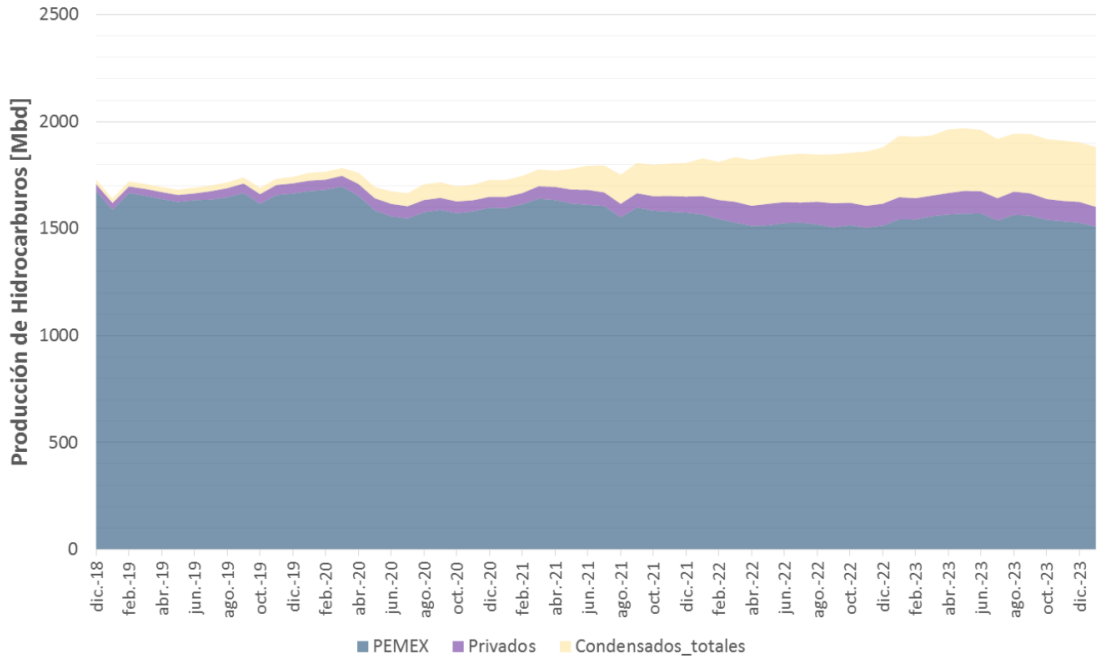

Figura 1. *Producción nacional de hidrocarburos líquidos durante el periodo de diciembre de 2018 a enero del 2024. Elaboración propia con datos de CNH*

Al considerar también a los condensados, la producción asciende en enero 2024 a 1.87 MMbd de hidrocarburos líquidos. Sin embargo, se puede observar que la evolución positiva en la producción de este tipo de hidrocarburos también alcanza un punto máximo en mayo-junio de 2023 para luego empezar a bajar.

Analizando con más detalle la producción de PEMEX (**Fig. 2**), que representa cerca del 94% del total, se observa que, después de la baja determinada por la pandemia de COVID 19 la producción de crudo tiene un repunte y un primer pico en 1.64 MMbd en marzo de 2021 y un segundo pico en 1.57 MMbd, en mayo de 2023. Por su parte los condensados crecen hasta 300 Mbd en abril 2023 para estabilizarse en los últimos meses en 280 Mbd.

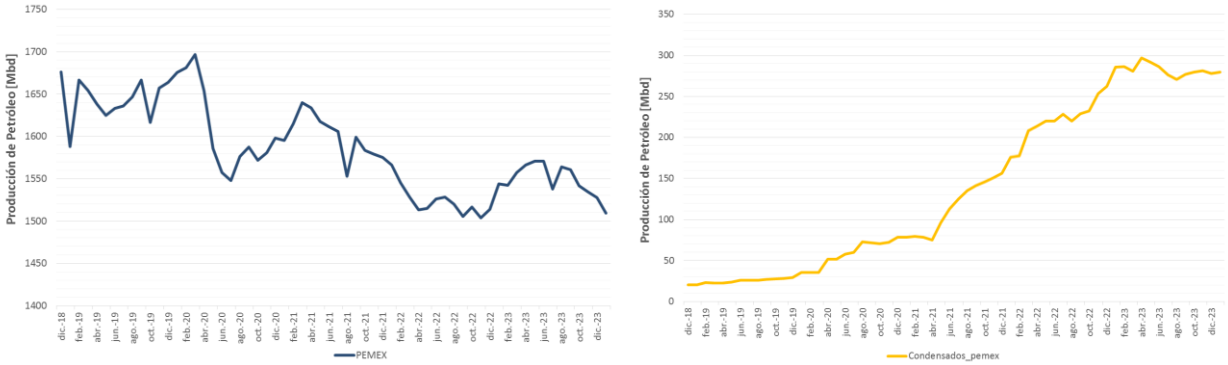

Figura 2. *Producción de petróleo (izquierda) y de condensados (derecha) por parte de PEMEX. Nota: la escala no es la misma y el eje vertical de la gráfica de la izquierda no comienza en cero. Elaboración propia con datos de CNH.*

Los campos desarrollados desde 2019

La nueva producción petrolera mexicana desarrollada en este sexenio procede de dos conjuntos de campos llamados “Campos prioritarios” y “Campos nuevos” por parte de PEMEX así como la producción de los campos desarrollados por empresas privadas bajo contratos otorgados en el sexenio anterior (CNH, 2023).

Dentro del subconjunto de **campos prioritarios** se tienen 17 elementos, 15 con producción de petróleo y 2 con producción de condensados (**Fig. 3**). La producción dentro de este grupo muestra una relativa estabilidad para el caso del petróleo, con un nivel de alrededor de 100 Mbd, después de su punto máximo alcanzado en enero de 2022. Para el caso de los condensados se aprecia una tendencia creciente cuyos niveles actuales rondan en los 60 Mbd.

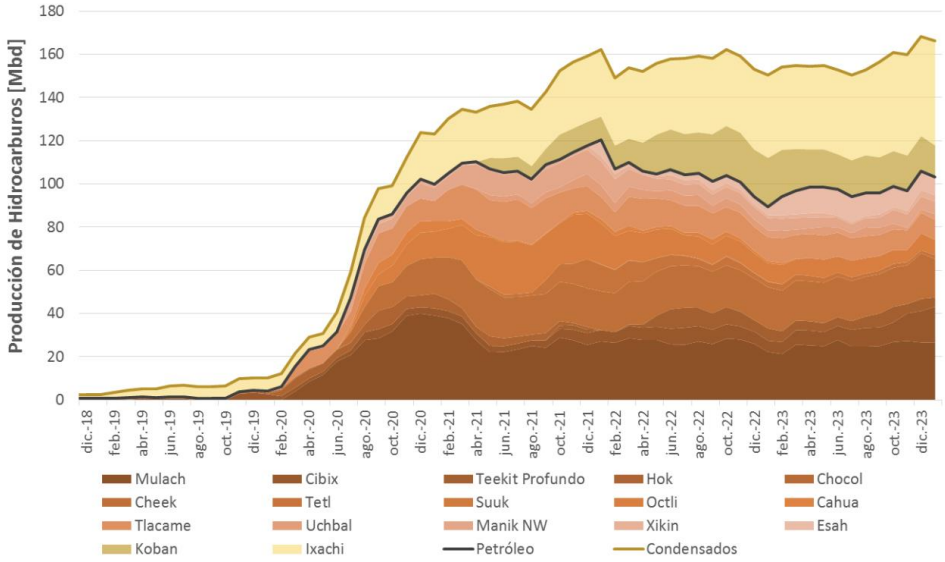

Figura 3. *Producción de hidrocarburos líquidos en los campos prioritarios de PEMEX durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

El segundo conjunto, denominado **campos nuevos,** lo constituyen los campos con inicio de producción desde 2019 y con producción mensual superior a mil barriles diarios (CNH, 2023). En este conjunto se ubican 10 campos productores, 8 de petróleo y 2 de condensados (**Fig. 4**). Como se puede observar, solo los condensados del campo Quesqui representan la mitad de toda la producción. En su conjunto se observa un marcado pico en la producción de líquidos (petróleo + condensados) en mayo de 2023 con 406 Mbd, para posteriormente bajar a 354 Mbd.

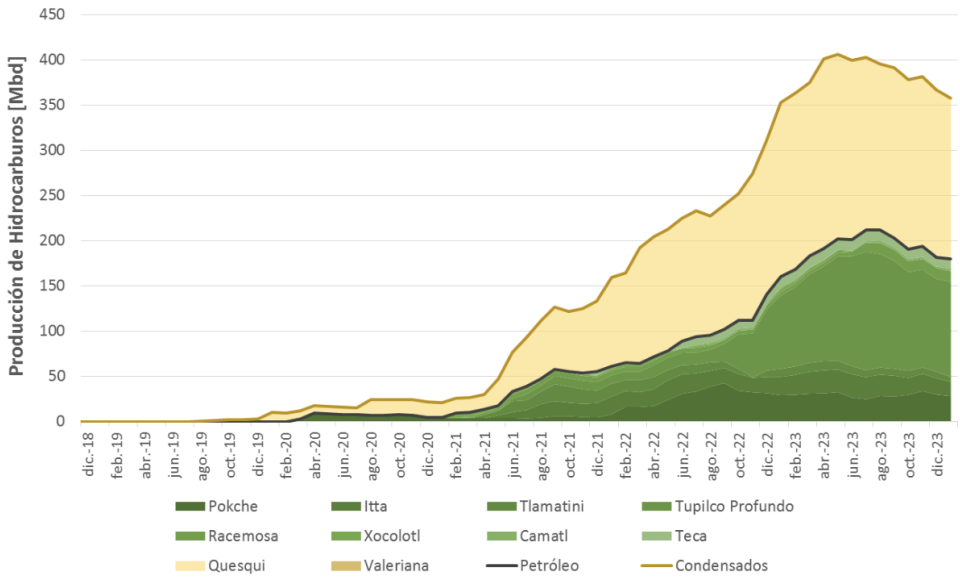

Figura 4. *Producción de hidrocarburos líquidos en los campos nuevos de PEMEX durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH*

En cuanto a la **producción de contratos**, se considera aquella de los campos otorgados a empresas privadas con inicio desde 2019. En este caso se trata de un total de 5 campos, todos ellos con producción de petróleo, que constituyen el 60% de la producción total de los privados (**Fig. 5 y Fig. 11**). De acuerdo con los datos disponibles se observa que la producción de crudo dentro de este conjunto alcanzó su punto máximo en septiembre de 2022 con un valor 73 Mbd, desde entonces hay una tendencia declinante y, para enero de 2024, la producción ya estaba en un nivel de 56 Mbd (-23%).

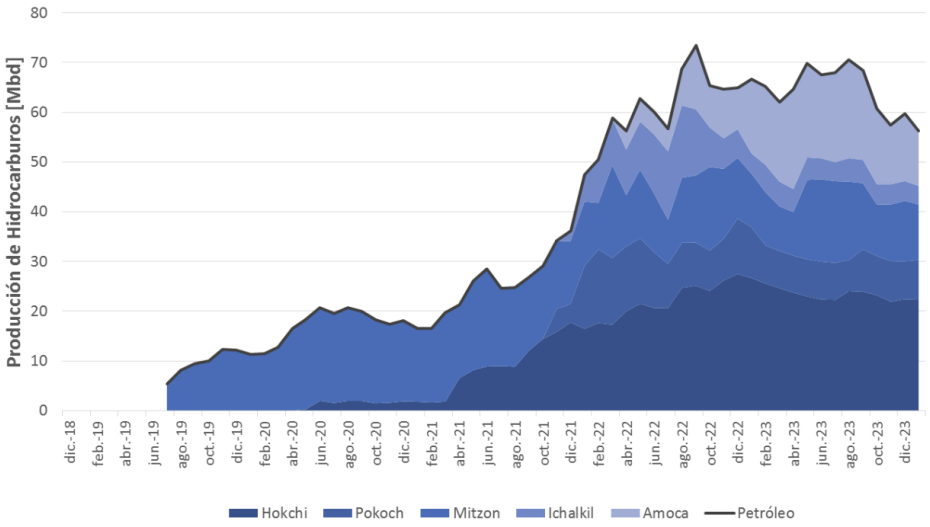

Figura 5. *Producción de hidrocarburos líquidos en contratos destacados durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

Integrando la información anterior se presenta la **Figura 6**, donde se muestra el conjunto de la nueva producción desarrollada a partir de 2019. Como puede observarse, la producción dentro de este conjunto de campos alcanzó su pico en abril de 2023 para el caso de los condensados con un valor de 265 Mbd y para el petróleo el punto máximo se tocó en agosto de ese mismo año con un valor de 378 Mbd. En conjunto, la producción máxima de hidrocarburos líquidos para estos campos tuvo lugar en mayo de 2023 con 631 Mbd. Desde entonces se observa una caída que ha llegado a ser casi el 10%.

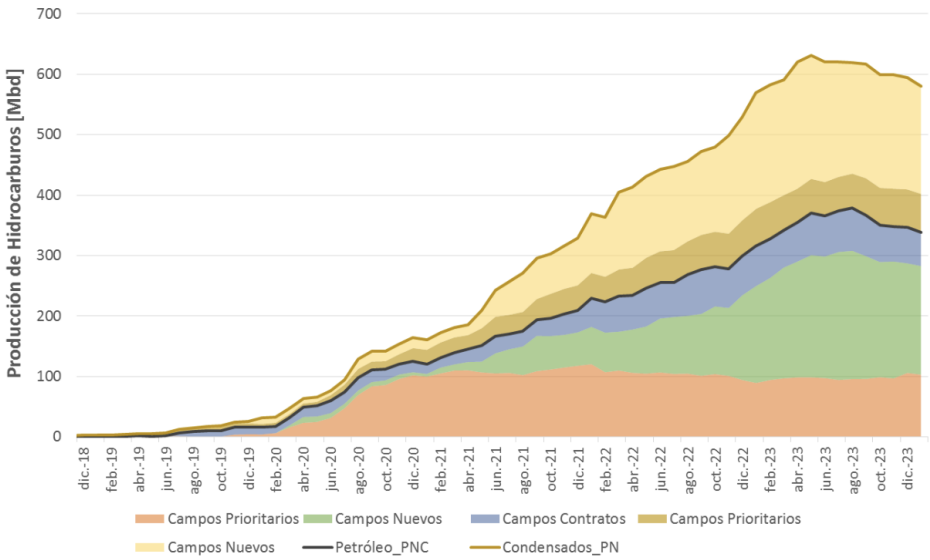

Figura 6. *Producción de hidrocarburos líquidos en los campos prioritarios,nuevos y nuevos contratos durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

Impacto de los Campos Nuevos, Prioritarios y Contratos en la producción nacional

Una vez expuestas las tendencias de producción dentro de cada uno de los grupos de interés podemos analizar cúal es el impacto que estos campos tienen sobre la producción total de petróleo para poder analizar si el enorme esfuerzo financiero llevado a cabo en esta administración para revertir la caída de la producción ha validao la pena. De antemano es importante hacer notar que la mitad de la producción de PEMEX procede tan solo de 8 campos principales (**Fig. 7**). En su conjunto estos campos producen, a enero de 2024, un volumen de 783 Mbd que, comparados con la producción total de 1,509 Mbd, equivalen al 52%.

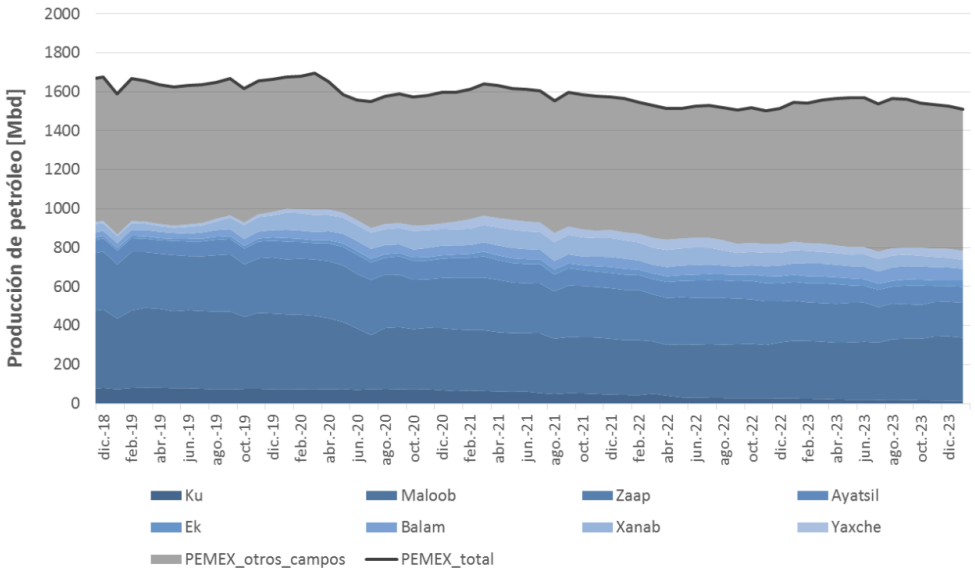

Figura 7. *Producción de petróleo por parte de PEMEX destacando 8 campos principales durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

El segundo aspecto a notar es que, en su conjunto estos 8 campos muestran una tendencia de producción declinante (**Fig. 8**): durante el periodo de mayo de 2020 y mayo de 2023 estos 8 campos principales han reducido su producción en 177 Mbd, mientras que durante este mismo intervalo el resto de los campos apenas han conseguido incrementar 161 Mbd.

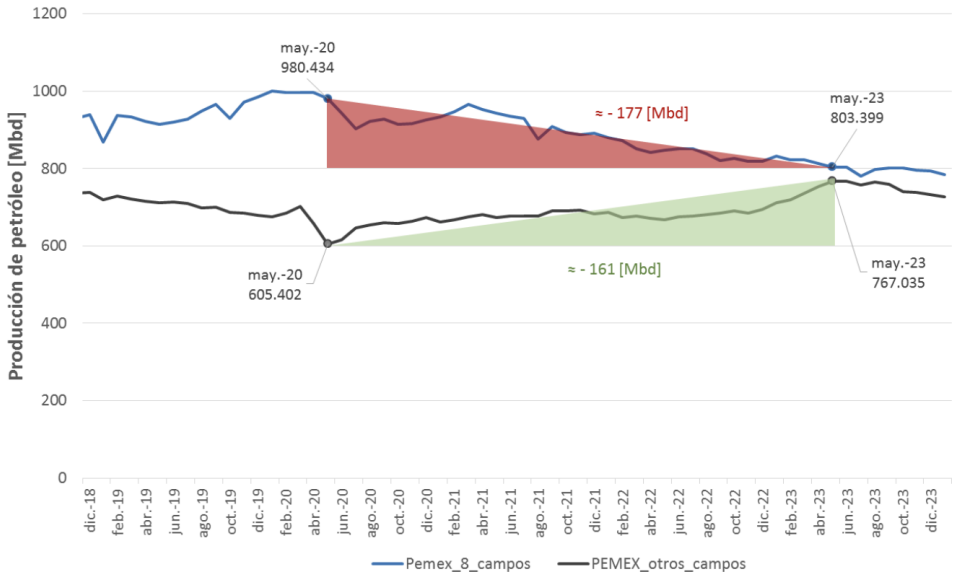

Figura 8. *Producción de petróleo por parte de PEMEX destacando 8 campos principales y el resto de campos, durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

Si separamos la producción proveniente de los campos prioritarios y los campos nuevos de la que en la **Figuras 7 y 8** denominamos como “resto”, podemos observar que los incrementos en la producción por parte de PEMEX se concentran solamente en estos dos subgrupos con producción a partir de 2019 (**Fig. 9**). De nueva cuenta podemos apreciar la declinación de los campos principales, pero ahora también podemos observar que el resto de campos productores también muestran una tendencia declinante, similar a los primeros.

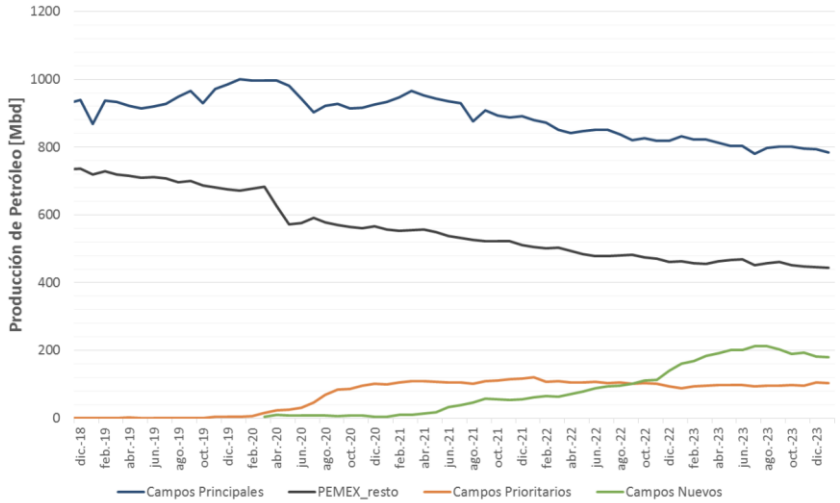

Figura 9*. Producción de petróleo de PEMEX separando los 8 campos principales, los campos prioritarios, los campos nuevos y el resto. Elaboración propia con datos de CNH.*

En la **Figura 10** se ilustra la participación agregada de cada uno de estos conjuntos. Como ya se ha señalado, el 52% de la producción proviene de 8 campos, mientras que los campos "prioritarios" y "nuevos" concentran a enero de 2024, el 19% de la producción total de PEMEX. En otras palabras, los datos anteriores indican que cerca del 81% de la producción de crudo por parte de PEMEX está concentrada en un conjunto de campos que se encuentran en franco descenso y que el conjunto de campos prioritarios y nuevos solo ha podido compensar este descenso por poco más de 3 años pero ya ha pasado su máximo de producción y va cayendo.

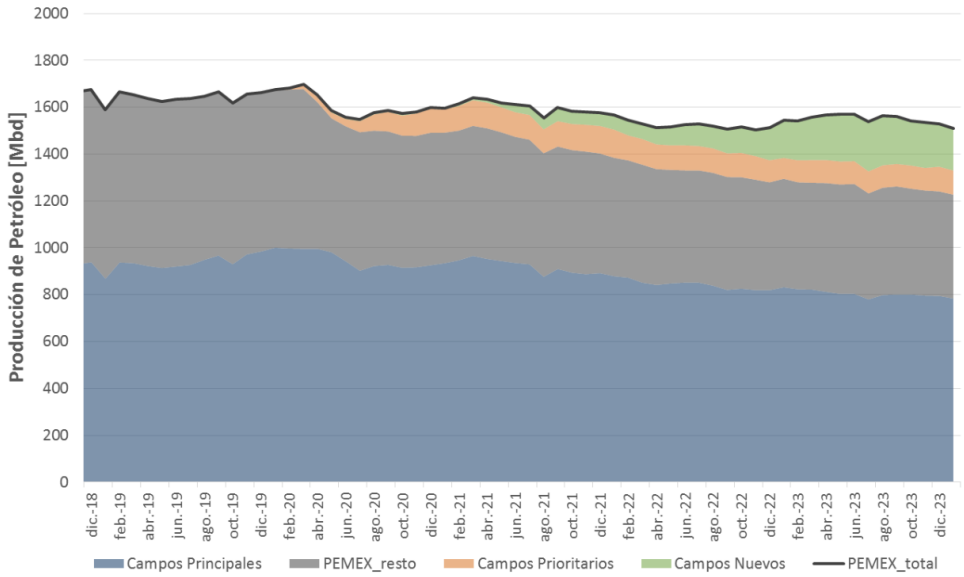

Figura 10. *Producción agregada de petróleo por parte de PEMEX destacando 8 campos principales, campos prioritarios, nuevos y el resto, durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

Comportamiento de los campos a contrato

Si analizamos la producción de los campos otorgados a privados con producción anterior a 2019 es posible observar que el pico en la producción privada agregada se debe al pico ocurrido dentro de los 5 campos desarrollados desde esta fecha, ya que el resto mantiene una producción estabilizada alrededor de los 40 Mbd (**Fig. 11**). Estos datos indican que la producción de crudo por parte de privados estaría entrando también en una etapa de declinación debido a que los campos principales suman ya 16 meses a la baja.

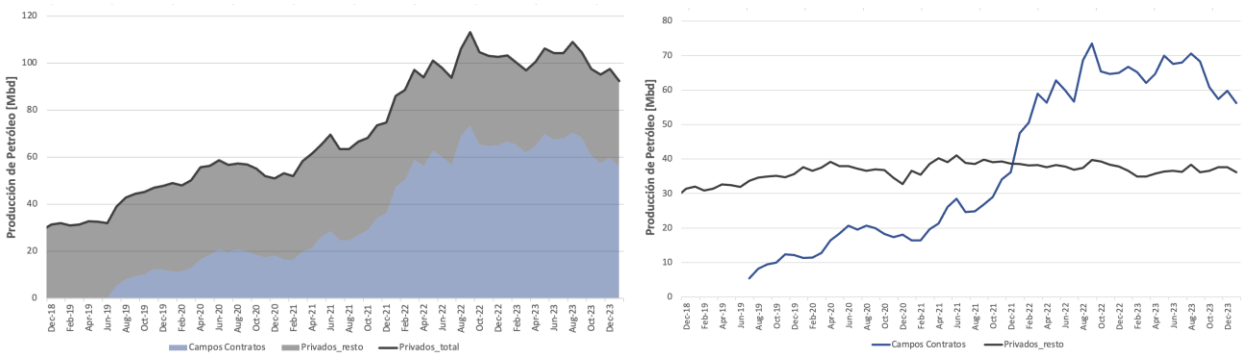

Figura 11. *Producción de petróleo (acumulada, izquierda; por separado, derecha) por parte de privados mostrando la participación de 5 contratos destacados, durante el periodo de diciembre de 2018 a enero de 2024 y el resto de los campos con producción previa a diciembre 2018. Elaboración propia con datos de CNH.*

Productividad por pozo de PEMEX

Dividiendo la cantidad de petróleo que se extrae entre a la cantidad de pozos que se encuentran operando por cada subgrupo podemos obtener la productividad promedio (**Fig. 12**).

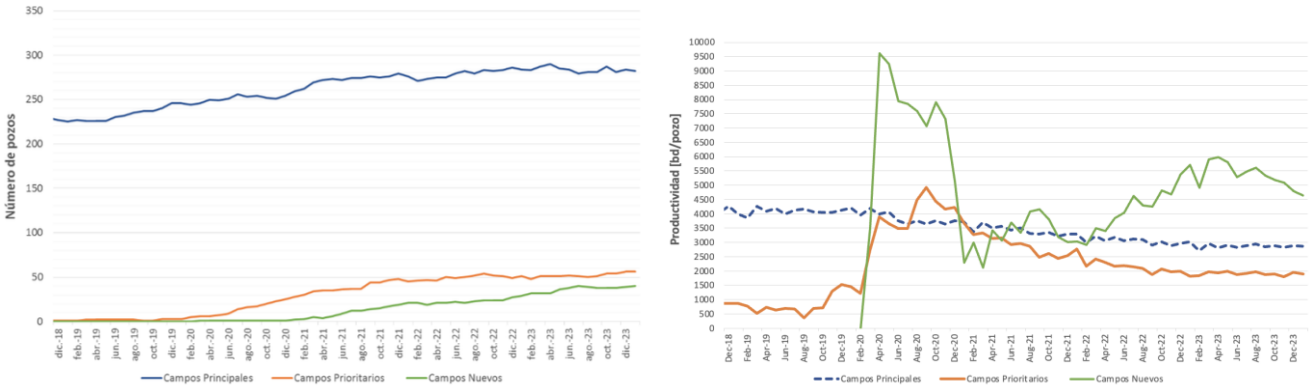

Figura 12. *Número de pozos productores (izquierda) y productividad promedio (derecha) para los campos principales, nuevos y prioritarios de PEMEX, durante diciembre de 2018 a enero de 2024. Elaboración propia con datos de CNH.*

Podemos observar que la cantidad total de pozos operando dentro los campos principales asciende a un valor cercano a los 300, con una tendencia creciente durante el periodo observado. Para el caso de los campos prioritarios y nuevos, también hay un crecimiento desde principios de 2019, para finalmente estabilizarse en niveles cercanos a los 50 y 40 pozos, respectivamente. En relación con la productividad se observa que en el conjunto de campos principales esta va disminuyendo, como resultado de la combinación de un número de pozos crecientes y una producción declinante (**Fig. 12**). La productividad en estos campos habría pasado de alrededor

de 4,270 barriles diarios por pozo (bd/pozo) en diciembre de 2018 a 2,870 bd/pozo en enero de 2024, una reducción del 33%.

En lo que respecta a los campos prioritarios tenemos una fase de ascenso hasta septiembre de 2020 en donde se alcanza una productividad máxima de 4,926 bd/pozo para posteriormente declinar hasta 1,902 bd/pozo, esto es una reducción del 61%. El comportamiento observado en este conjunto de datos es determinado por el perfil de producción del campo Mulach, principal productor dentro del grupo y el cual alcanzó su pico hacia finales del año 2020.

Finalmente, en cuanto a los campos nuevos se aprecian dos picos en el perfil de productividad, primero en abril de 2020, con un valor de 9,621 bd/pozo y el segundo tres años después, con un valor de 5,985 bd/pozo. La dinámica observada en este caso está controlada, en primer lugar por el campo, Pokche, el cual es único campo dentro del grupo con producción reportada antes de 2021, por lo cual durante todo el año 2020 estamos viendo la productividad de este campo durante su etapa inicial de desarrollo. La segunda fase de ascenso y descenso se explica por el incremento en los campos Pokche y Tupilco Profundo, los cuales alcanzaron sus picos de producción en septiembre de 2022 y julio de 2023, respectivamente. Posterior a este último máximo la productividad se ha situado en un valor de 4,038 bd/pozo lo cual es una reducción del 32% respecto al último pico.

El costo de la nueva producción

Los costos de la decisión de intentar subir la producción han sido mayores. Con base en los reportes (Forma 20-F) que PEMEX entrega a la Security Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos se observa que, entre 2019 y 2022, el gasto de capital de PEMEX exploración y producción ha experimentado un incremento del 40%, al pasar de un valor de $94,728 millones de pesos a uno de $133 mil millones a valores constantes de 2018 (**Figura 13**). Una parte significativa de esa inversión -de alrededor del 28%, en promedio- se ha destinado a los 8 campos principales productores de crudo, mientras que los campos nuevos y prioritarios han absorbido un 24%. En otras palabras, cerca del 50% de todo el gasto de capital realizado durante 2019 y 2022 estuvo destinado a este conjunto de campos. Dado que estos campos actualmente producen el 71% del petróleo es evidente que la inversión en el resto de los campos es mucho menos redituable. Como se ha mostrado en las secciones anteriores, los resultados de este aumento en el gasto de inversión no han logrado revertir la tendencia declinante de la producción mexicana, aunque sí ha sido, al menos temporalmente, suficiente para compensar el declive del resto de los campos.

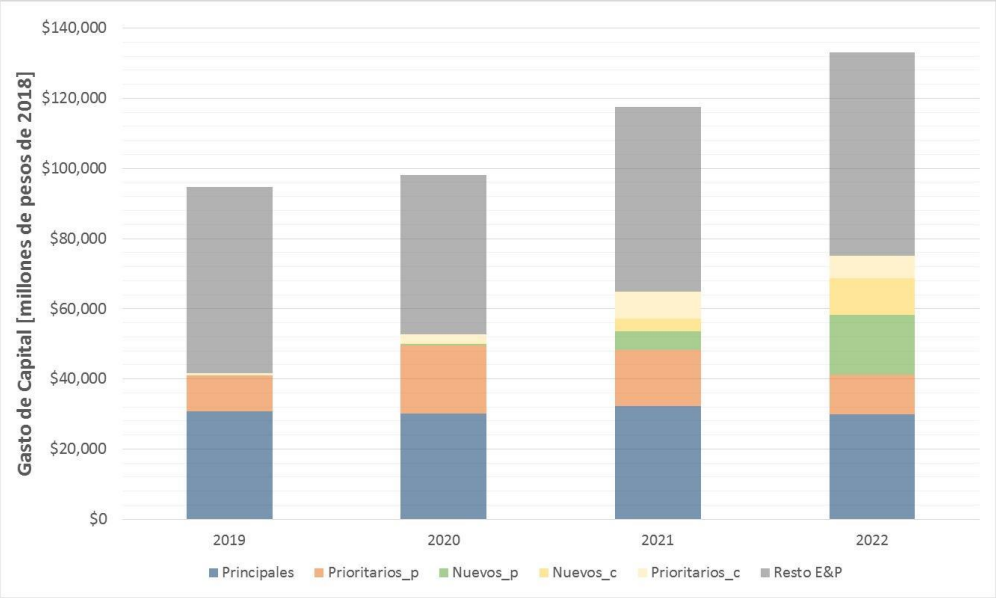

Figura 13. *Gasto de capital (CAPEX) en PEMEX Exploración y Producción durante el periodo 2019-2022, señalando el gasto destinado a los campos principales, prioritarios y nuevos. Elaboración propia con datos de Forma 20-F varios años reportada a la SEC.*

Al comparar las inversiones contra los niveles de producción alcanzados podemos darnos una idea del costo de producir este nuevo petróleo (**Figura 14**). Como puede observarse el menor costo se encuentra en los campos principales con un valor de 5.7 dólares por barril (USD/b) si solo se considera la producción acumulada de petróleo y de 4.7 USD/b cuando se incluye la producción total de hidrocarburos (petróleo, gas y condensados). Los campos prioritarios alcanzan un valor de 30.3 USD/b para la explotación de petróleo y de 18.5 USD/b para hidrocarburos totales. Finalmente en el caso de los campos nuevos, la relación entre gasto y producción arroja un valor de 25.5 y 10.4 USD/b, para petróleo e hidrocarburos, respectivamente. Esto no debe sorprender ya que se trata de campos de menores dimensiones y en varios casos más profundos (Quesqui, Ixachi y Tupilco Profundo oscilan entre 6.9 y 8 km) con condiciones de altas presiones y temperatura. Más en general se confirma que la tasa de retorno energético sigue bajando (Flores Hernandez y Ferrari, 2024).

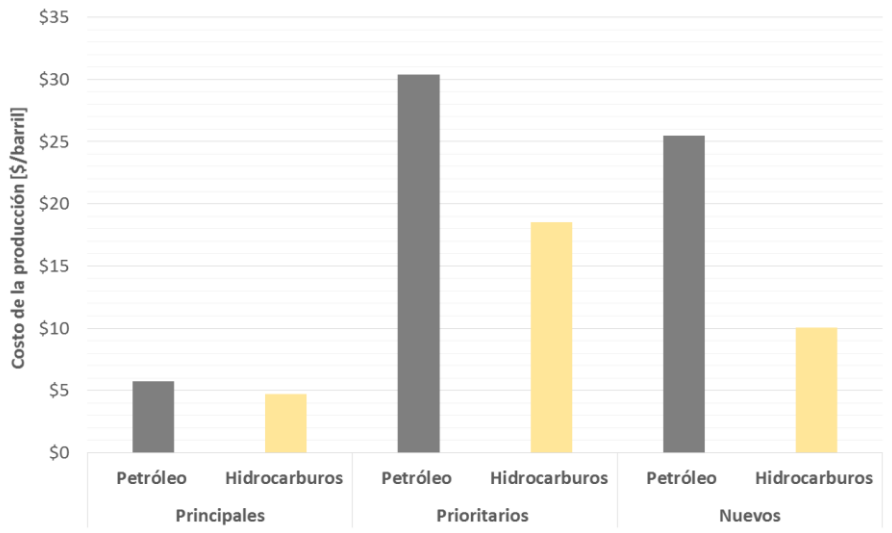

Figura 14. *Costo de producción para petróleo y total de hidrocarburos durante el periodo de 2019 a 2022 en los campos principales, prioritarios y nuevos, a un tipo de cambio de 19.5 pesos por dólar.*

Comentarios conclusivos

Los datos empíricos disponibles hasta el momento en México nos dan cuenta de que, a pesar de los deseos y esfuerzos de la presente administración, ha resultado imposible subir la producción petrolera y que si bien se ha logrado estabilizarla esto ha sido un logro temporal. La decisión de subir la producción se ha topado con la realidad geológica. Para contrastar el declive de los 8 campos principales se han desarrollado 27 campos de menor tamaño y, por ende, menor tasa de producción y mayor costo, que se van agotando más rápidamente. Es de presumir que PEMEX eligió los campos “prioritarios” y “nuevos” con base a lo que ya tenía identificado por exploración previa y por las condiciones logísticas que pudieran permitir su desarrollo en tiempos cortos. El hecho de que este conjunto de campos ya hayan pasado su pico de producción indica que cada vez será más difícil contrastar el declive geológico de la producción, más aún en la situación financiera precaria de PEMEX. Por otro lado, de acuerdo con los estados financieros de la empresa, en 2023 PEMEX gastó $356.9 mil millones de pesos, monto 23.6% menor al observado en el mismo periodo de 2022 (467.3 mmdp) (IMCO, 2024). Esto podría indicar que PEMEX ya no tiene muchas opciones para desarrollar campos con estas características. Por otro lado, nuestro análisis muestra que los rendimientos decrecientes del sector petrolero mexicano son independientes de que la extracción la lleve a cabo el estado o los privados. En este sentido, una mayor inversión por parte de empresas privadas no cambiaría las condiciones geológicas que determinan los costos crecientes, solo agotará más rápidamente el petróleo convencional que queda.

Referencias

Bardi, U., 2009, Peak oil: The four stages of a new idea: Energy, 34(3), 323-326, https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.08.015.

CNH, 2023. Nueva producción en campos mexicanos. https://hidrocarburos.gob.mx/media/5906/2023-07-14-nueva-producci%C3%B3n-en-campos.pdf

Ferrari et al.., 2024. A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, en prensa. http://rmcg.geociencias.unam.mx/en_prensa/Ferrari_ENPRENSA.pdf

Ferrari, L., Hernández Martínez, D., 2023, Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética, *en* Transición Energética Justa y Sustentable en México, Cap. 2.2: CONAHCYT y Fondo de Cultura Económica, en prensa.

Flores Hernández J.R., Ferrari L., 2023, El declive de la tasa de retorno energético del petróleo y gas en México, *en* Transición Energética Justa y Sustentable en México, Cap. 2.3: CONAHCYT y Fondo de Cultura Económica, en prensa.

Hubbert, K.M, 1956, Nuclear energy and the fossil fuels, *en* Drilling and Production Practice: Texas, Estados Unidos, American Petroleum Institute, Shell Development Company.

IMCO, 2024. PEMEX en la mira. Analisis de resultados al cuarto trimestre de 2023. https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2024/02/REPORTE_PEMEX_4T2023_28Feb2024.pdf