



**P E M E X**

Reservas

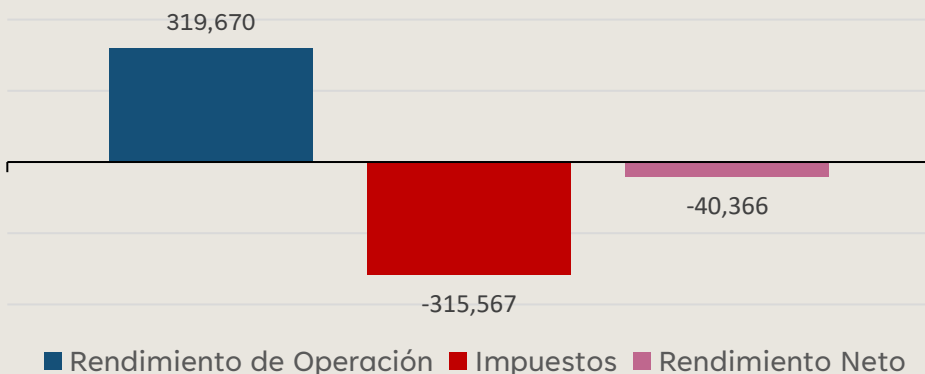
Por: Carlos Gustavo Sánchez Lugo

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE PEP

El Rendimiento Neto de PEP en el periodo 2011-2024 fue de -\$40,366 millones de USD (-\$827,503 millones de pesos actuales) que representan el 2.2% del PIB de 2024 mientras que para el mismo periodo el rendimiento operativo fue de \$319,670 millones de USD (\$6.6 billones de pesos) que representan el 17.3% del PIB de 2024. Es decir que el gobierno ha cobrado por impuestos a Pemex la cantidad monumental de -\$315,567 MMUSD (6.469 billones de pesos) que representa el 17.0% del PIB de 2023. Es inaudito que el gobierno le haya espoliado a Pemex alrededor del 100% del rendimiento de operación en ese periodo.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE PEP  
Rendimiento Neto

## MMUSD TOTALES 2011 - 2024

ESTADOS FINANCIEROS  
DE PEP

Contra la opinión generalizada de que Pemex es solo una compañía generadora de pérdidas, es necesario profundizar en la gestión depredadora que hace la SHCP, es decir el gobierno, hacia Pemex.

Al analizar los Estados Financieros de PEP en el periodo 2011-2023 que se encuentran en el cuadro de al lado, se observa que el Rendimiento de Operación de PEP es positivo en una magnitud monumental que representa el 17.3 % del PIB nacional de 2024 (1.848 Billones de USD).

Sin embargo, en un manejo completamente irracional, la SHCP, le cobraba impuestos a PEP por arriba del 100% de su Rendimiento de Operación, obligando a Pemex incluso a endeudarse para poder pagar tal cantidad de obligaciones, incrementándose su adeudo año con año hasta alcanzar la cifra astronómica de 105 mil MMUSD, que es la deuda actual, además de la mala reputación internacional por reportar anualmente Rendimientos Netos negativos.

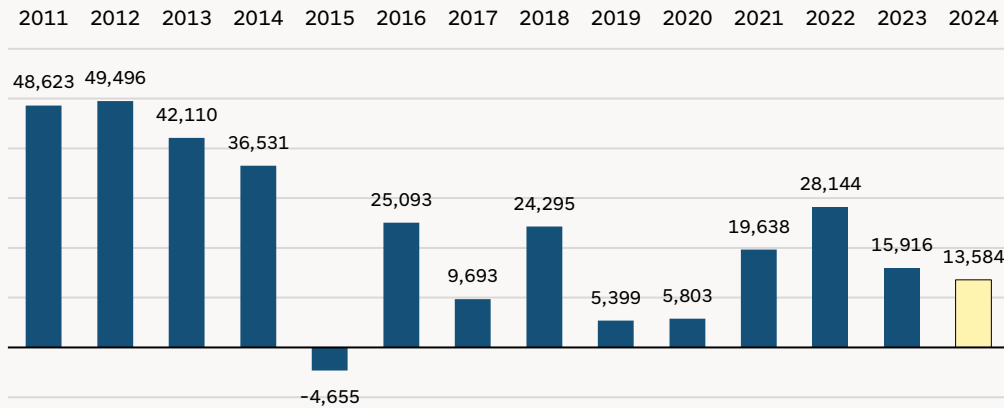
La deuda de Pemex es en realidad una deuda soberana que el gobierno deberá afrontarla tarde o temprano.

Para más información del tema consultar la web: [energy2100panel.com](http://energy2100panel.com) en la sección de Panel de Gestión de PEP.

*Nota: Impuestos incluye varias obligaciones y derechos entre ellos el llamado DUC: Derecho por la Utilidad Compartida.*

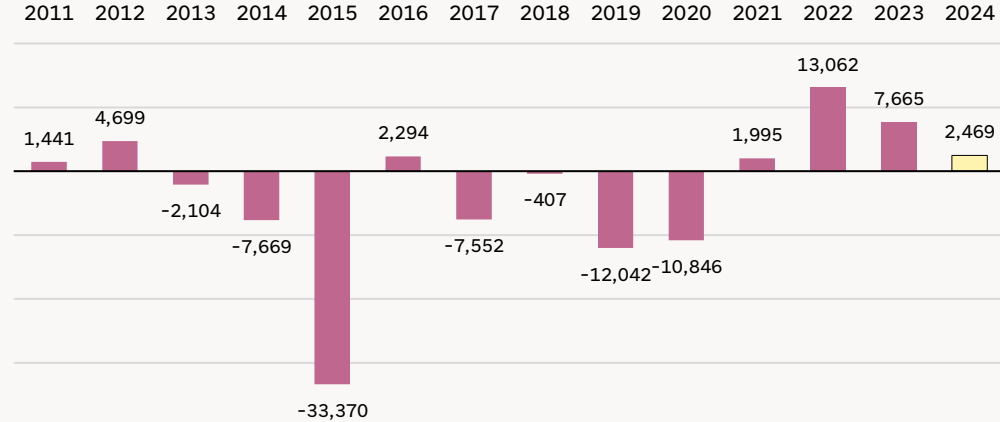
### RENDIMIENTO DE OPERACIÓN

MMUSD/Año



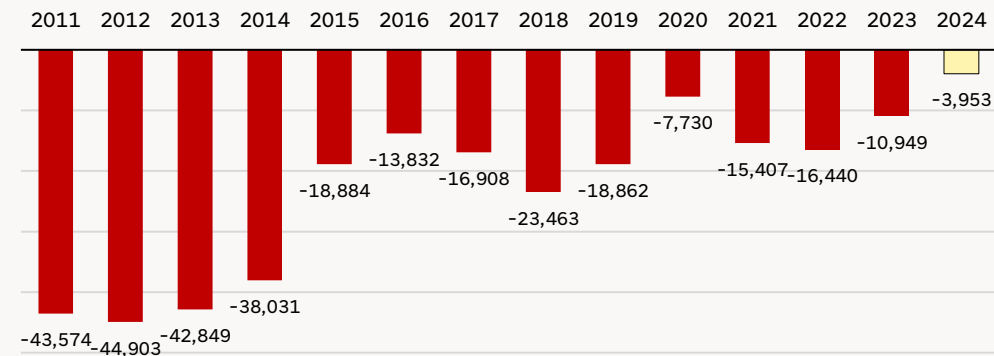
### RENDIMIENTO NETO

MMUSD/Año



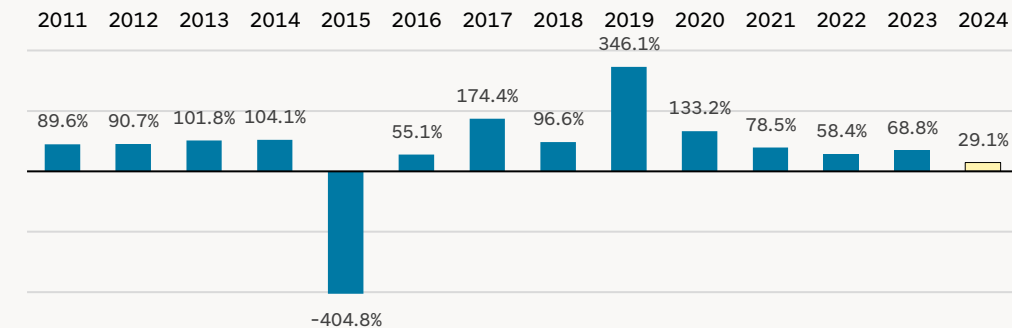
### IMPUESTOS (DUC)

MMUSD/Año



### IMPUESTOS

% sobre el Margen de Operación



# Estados Financieros Consolidados de PEP (Excepto 2024)

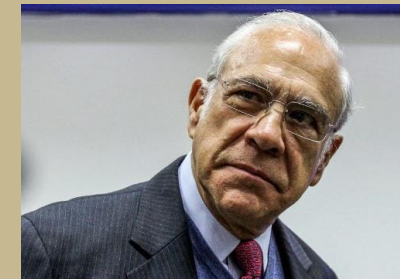
Nota: Impuestos incluye varias obligaciones y derechos entre ellos el llamado DUC: Derecho por la Utilidad Compartida.

# ESTADOS FINANCIEROS DE PEP

## Entrevista a José Ángel Gurría.

“Yo soy parte de los culpables de haber usado el *CASH COW*”.

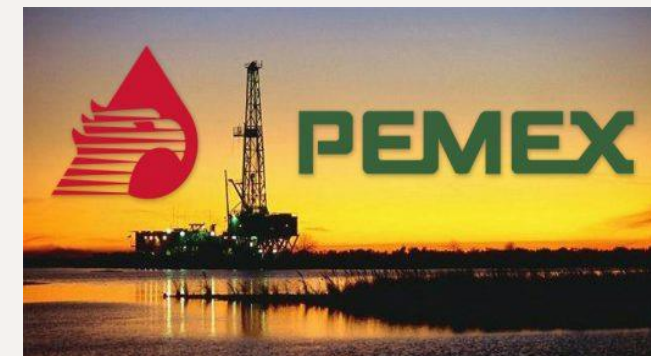
Abril del 2023



Entrevista a José Ángel Gurría por FORBES

## Estados Financieros Consolidados de Pemex.

Informes Oficiales Anuales.



Estados Financieros Consolidados de PEMEX

## ESTADOS FINANCIEROS DE PEP

### Entrevista a José Ángel Gurría.

Abril del 2023

José Ángel Gurría reconoció que desde hace mucho se tuvo que haber implementado un sistema de impuestos “normal” para Petróleos Mexicanos (Pemex), pues gran parte del endeudamiento que tiene la empresa productiva del Estado se debe a lo que ha pagado al Estado mexicano.

Gurría, quien fue secretario de Hacienda en el sexenio de Ernesto Zedillo, dijo que la complicada situación financiera que tiene hoy Pemex, no sólo es por la actividad y gestión propia de la empresa, sino también por culpa del Estado.

“Yo soy parte de los culpables de haber usado *cash cow*, porque yo era secretario de Hacienda”, afirmó. “La verdad es que fue algo que debimos haber hecho desde antes, debimos haber tenido un sistema de impuestos para Pemex digamos normal. ¿Qué quiere decir? Sí, se le ponen impuestos a las utilidades y luego se le cobra una cantidad adicional digamos razonable, que hay comparaciones internacionales en todas partes del mundo”.

“Pero efectivamente llegamos a un momento absurdo en donde para que Pemex nos pudiera pagar los impuestos tenía que endeudarse y es parte de esa deuda de 100,000 millones de dólares, un poco más, 110,000 millones de dólares es porque nos pagaba impuestos”, admitió el también ex secretario general de la OCDE en su participación en la Convención Nacional Petrolera de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (Amexhi).

## BALANCE DE CRUDO SIN CONDENSADOS

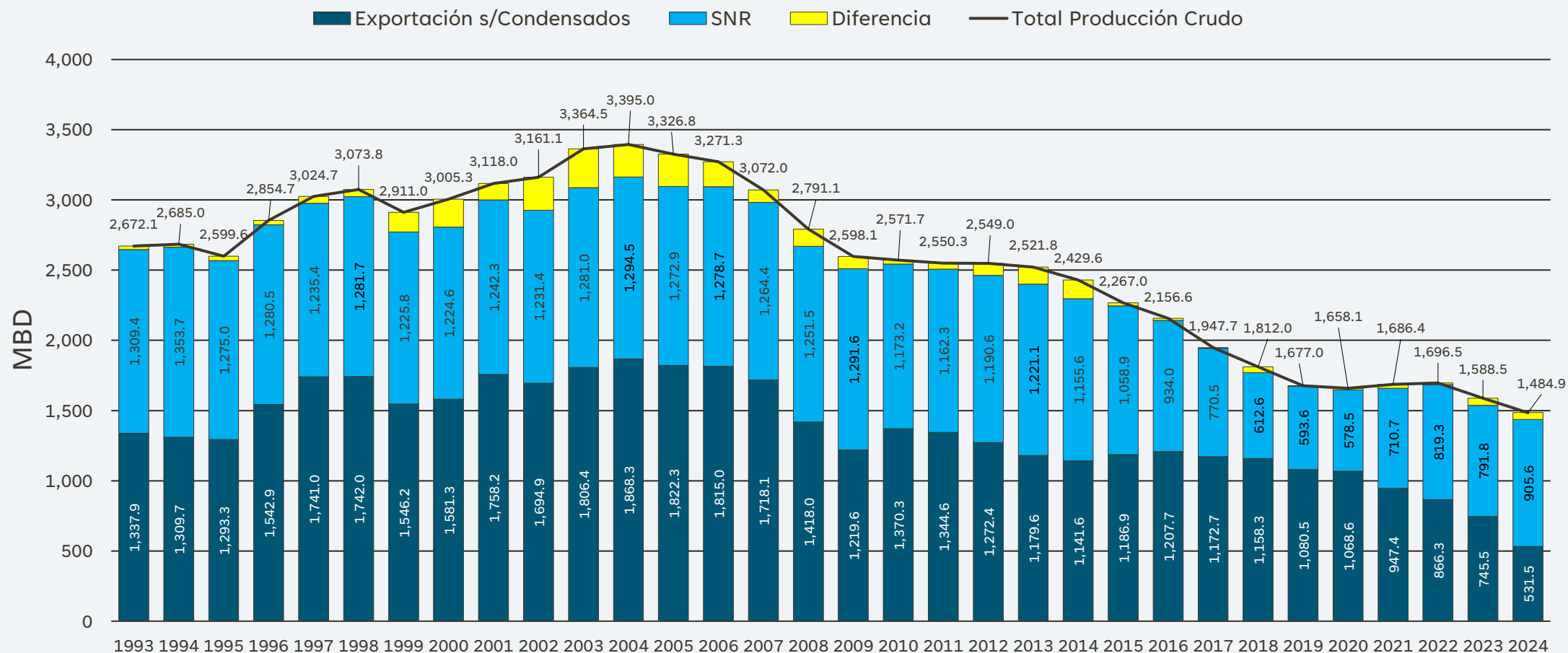
La producción total de Crudo sin condensados en 2024 fue de 1,484.9 MBD que es menor a los 1,585.5 MBD del 2023. Es una disminución de -6.3%.

Este resultado sigue la tendencia a la baja de producción que inició desde el 2004 en que se produjeron 3,395 MBD que fue el punto máximo de producción de petróleo, un récord en toda la historia de Pemex como podrá observarse en la siguiente figura en la que además se incluye el proceso de SNR y las exportaciones de crudo, según lo reportado por la SENER y por Pemex.

Balance:

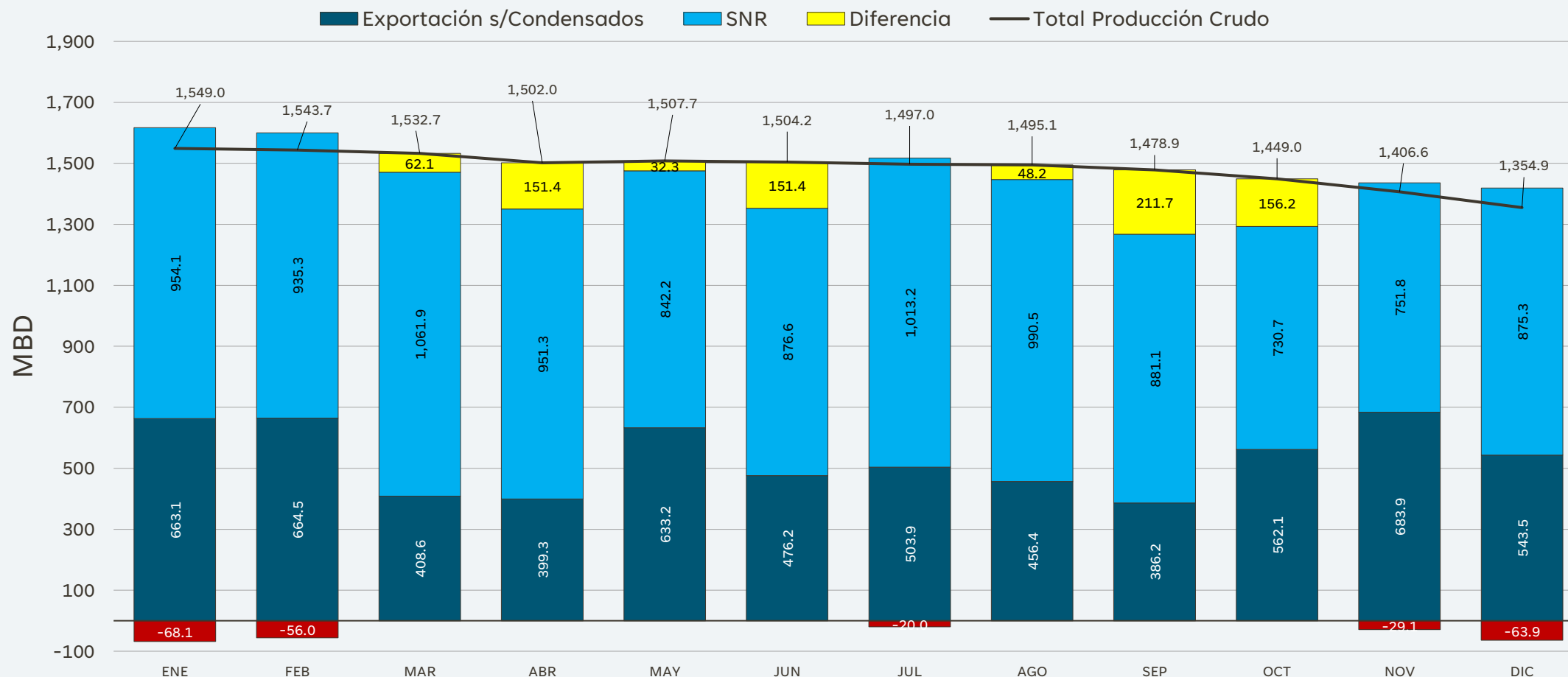
Producción PEP = Proceso en SNR + Exportaciones +\_ Inventarios

# Balance de Crudo sin Condensados (1993-2024)



En esta gráfica se trata de visualizar el destino de la Producción del Crudo Nacional. Solo tiene 2 destinos específicos: su procesamiento en el SNR y el crudo exportado a diferentes países. En la información reportada por SENER y PEP se han encontrado diferencias considerables en algunos años que si bien podrían considerarse como inventarios, son tan grandes que no hay suficiente almacenamiento. PEP debe aclarar el destino de esos volúmenes extraordinarios de petróleo que no tienen destino específico. Las diferencias son señaladas en amarillo.

# Balance Mensual 2024 de Crudo sin Condensados



En el 2024 entre enero y diciembre la producción de disminuyó de 1,549.0 MBD a 1,354.9 MBD, equivalente a -12.53% mostrando una franca declinación en la producción global de petróleo. En esta gráfica se pueden apreciar las diferencias del balance que se presentan mes a mes, en amarillo las diferencias positivas y en rojo las diferencias negativas. La suma de todas las diferencia da un saldo positivo para todo el año de 49.08 MBD, como se puede apreciar en la grafica de la pág. 10.



# DIFERENCIAS EN EL BALANCE DE CRUDO

## CAUSAS POSIBLES

Errores de reporte o de cálculo.

Variación de inventarios no reportados.

Exportaciones No Contabilizadas.

Actos de Corrupción.

## INVESTIGACIÓN

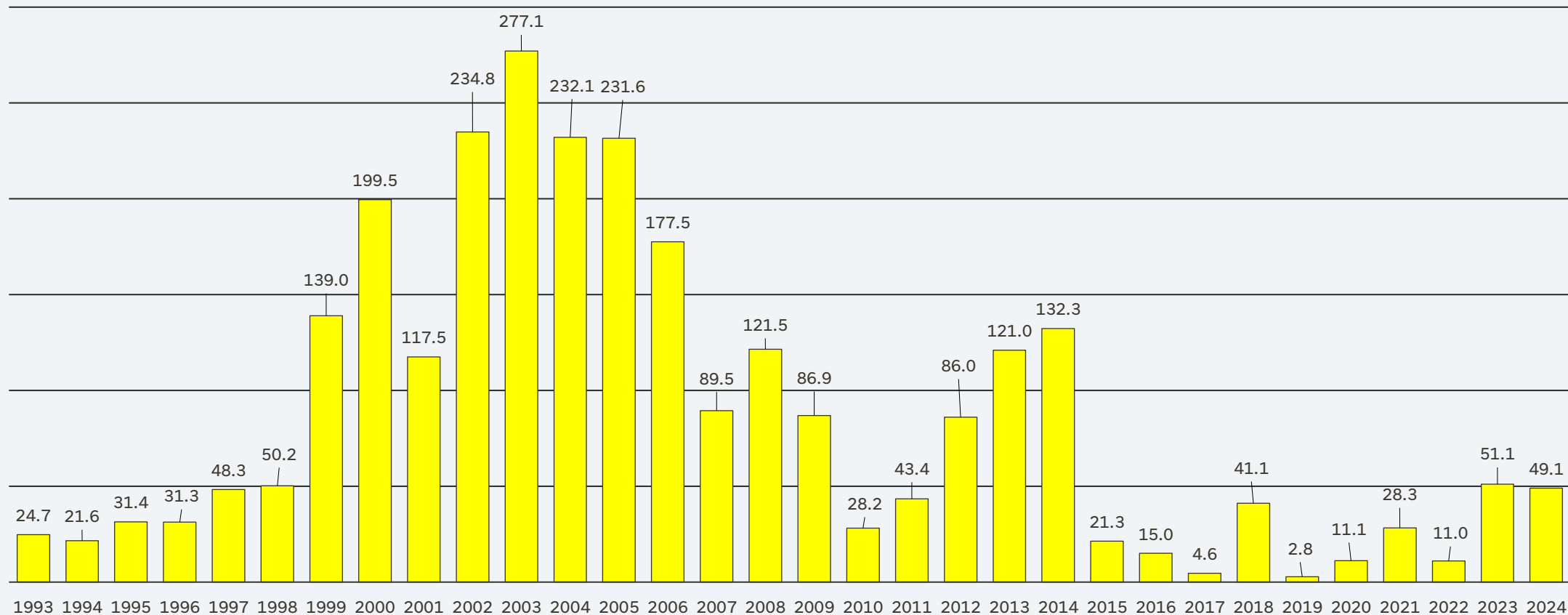
Con la información pública disponible no es posible investigar el destino de esas diferencias.

PEP debería ejercer una auditoría en sus archivos históricos ya que la magnitud del valor de esas diferencias asciende a \$44,210 MMUSD (\$906,305 millones de pesos actuales).

## MAS INFORMACIÓN DE ESTAS DIFERENCIAS

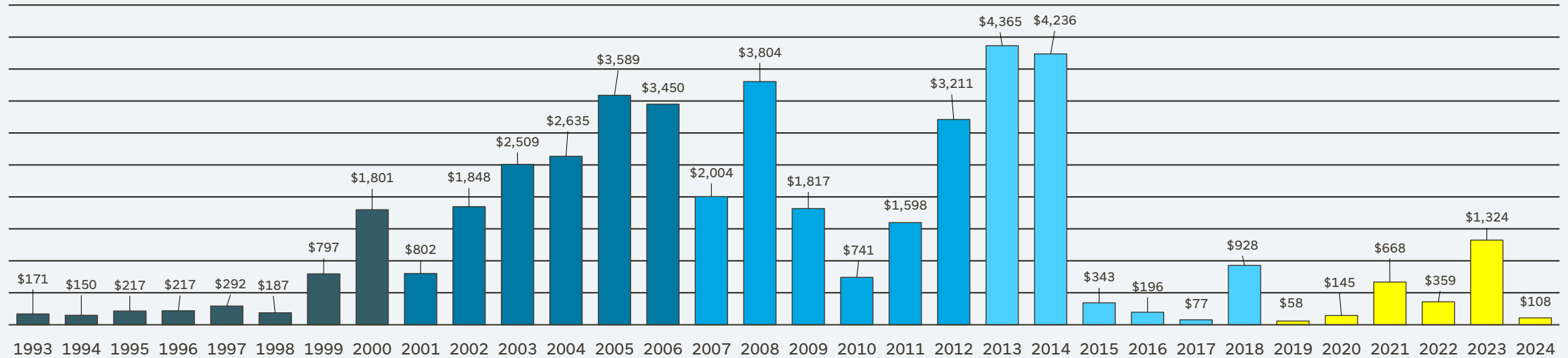
Web: [energy2100panel.com](http://energy2100panel.com) en sección: Panel de Gestión de PEP.

# Diferencia en el Balance de Crudo MBD (1993-2023)

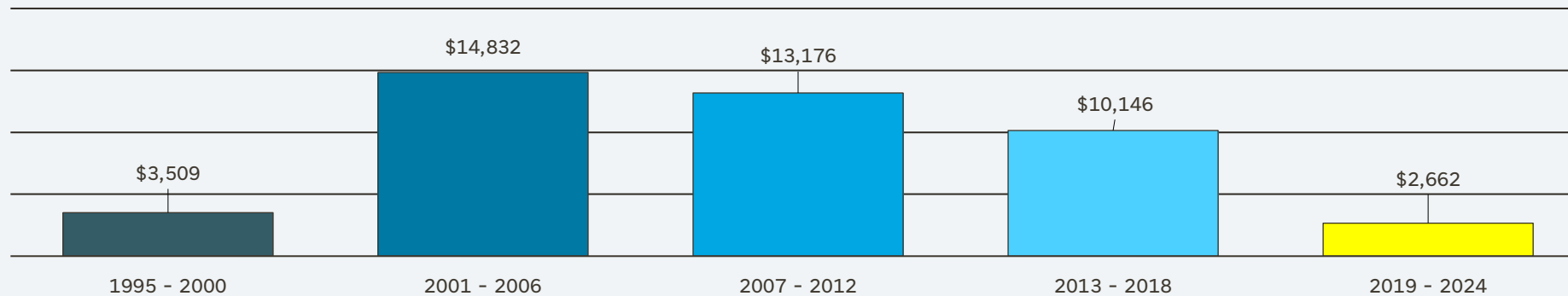


Considerando que PEP tiene una capacidad de almacenamiento de 11 millones de barriles, en un año se llenarían a un ritmo de  $11 \text{ millones} / 365 = 30,137$  barriles diarios = 30.137 MBD. Si se observan los valores de la gráfica entre los años 1993 – 1998 las diferencias mostradas entran en el rango de variación de inventarios. Pero si tomamos el valor más alto de 277.1 MBD del año 2003 en un año esto correspondería un volumen de  $277.1 \times 1000 \times 365 = 101,141,500$  barriles = 101.141 millones de barriles, 10 veces más de la capacidad de almacenamiento, los cuales sería imposible de almacenar, por lo que las diferencias arriba de 50 MBD no corresponden a variación de inventarios.

# Valor de las Diferencias del Balance MMUSD (1993-2024) es de \$44,210 MMUSD



Suma de Diferencias por Sexenios, MMUSD. El GRAN TOTAL asciende a \$44,218 millones de dólares



El sexenio de Vicente Fox sumo un total de \$14,832 MMUSD, el sexenio de Felipe Calderón ascendió a \$13,176 MMUSD y el de Enrique Peña Nieto fue de \$10,146 MMUSD. En el periodo de AMLO se llegó a una diferencia de \$2,662 MMUSD.

Coincidentemente en los años de producción récord de crudo se presentan las mayores diferencias, las cuales inician en el año 2000 ya que antes de ese año no se presentaban tan grandes diferencias. Los valores de esos volúmenes se calcularon a precio de exportación corriente del año reportado por el Banco de México, alcanzándose en 2013 y 2014 los valores máximos de \$4,365 y \$4,236 MMUSD respectivamente.

# CONDENSADOS

## AUMENTO DE PRODUCCIÓN

Los condensados han tenido un gran crecimiento en su producción desde 2018 con 20.3 MBD hasta 287.0 MBD en 2023. El campo que produce mayor volumen es el Bloque Sur con 209.4 MBD

## DESTINO DE LOS CONDENSADOS

Ni en los reportes de SENER ni en los de Pemex se especifica con precisión cual es el destino de los condensados obtenidos ni el precio de comercialización. En los reportes de exportación de crudo aparecen cifras más altas de lo que los balances indican. Por lo que se deduce que ahí van los condensados, es decir se están exportando a destinos no especificados, pero esto debe aclararse.

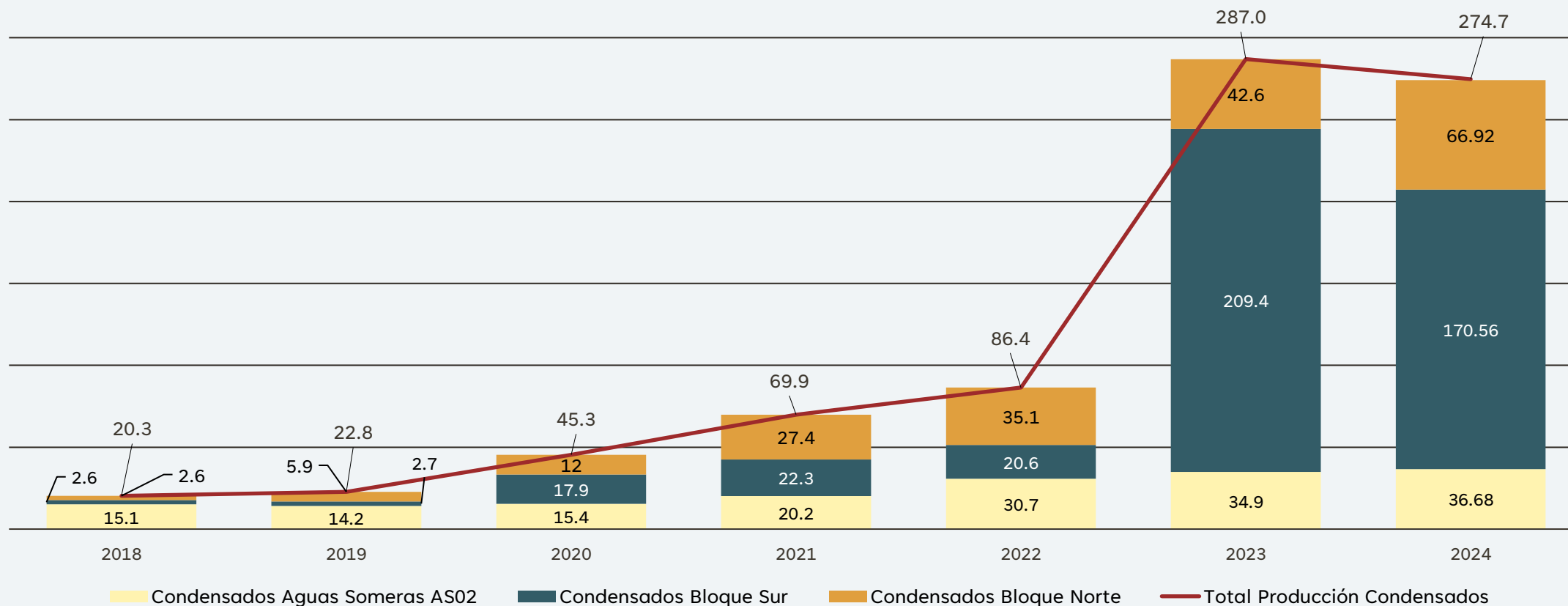
## CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDENSADOS

Los condensados son hidrocarburos líquidos ligeros de propanos y butanos que se extraen junto con el gas natural de los pozos de producción. Son carga especializada para plantas de petroquímica de alto valor agregado.

## CONDENSADOS $\neq$ PETROLEO

Los condensados no deben reportarse como crudo por ser especies químicas diferentes y solo causan confusión en los números de los balances. Deben manejarse independientemente y tratarse como otro producto petrolífero independiente, determinando con precisión su destino, su precio de venta y los ingresos obtenidos por su comercialización, independiente del crudo.

# Producción de Condensados MBD (1993-2023)



Antes del 2018 no hay reportes de producción de condensados (hidrocarburos líquidos del gas natural). Pemex y SENER están integrando los condensados al crudo producido y les llama producción líquida para inflar y aparentar mayor producción de petróleo. Esto es un error, pues son dos especies químicas diferentes con uso diferente, los condensados son carga petroquímica y el petróleo es carga a refinación. Pemex y SENER deben separar los condensados y generar un reporte separado del crudo.

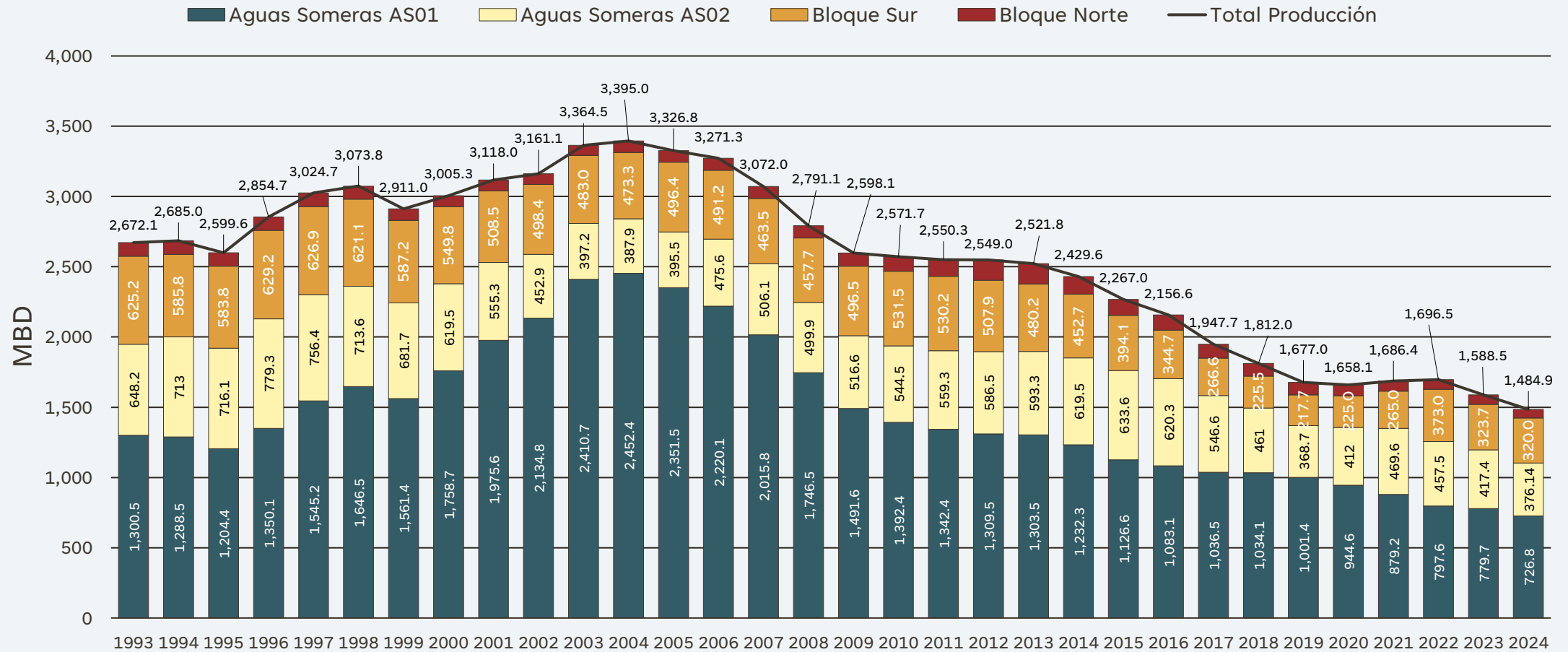
# PRODUCCIÓN DE CRUDO POR BLOQUE.

Estadística 1993-2023 y  
mensual 2023.

---

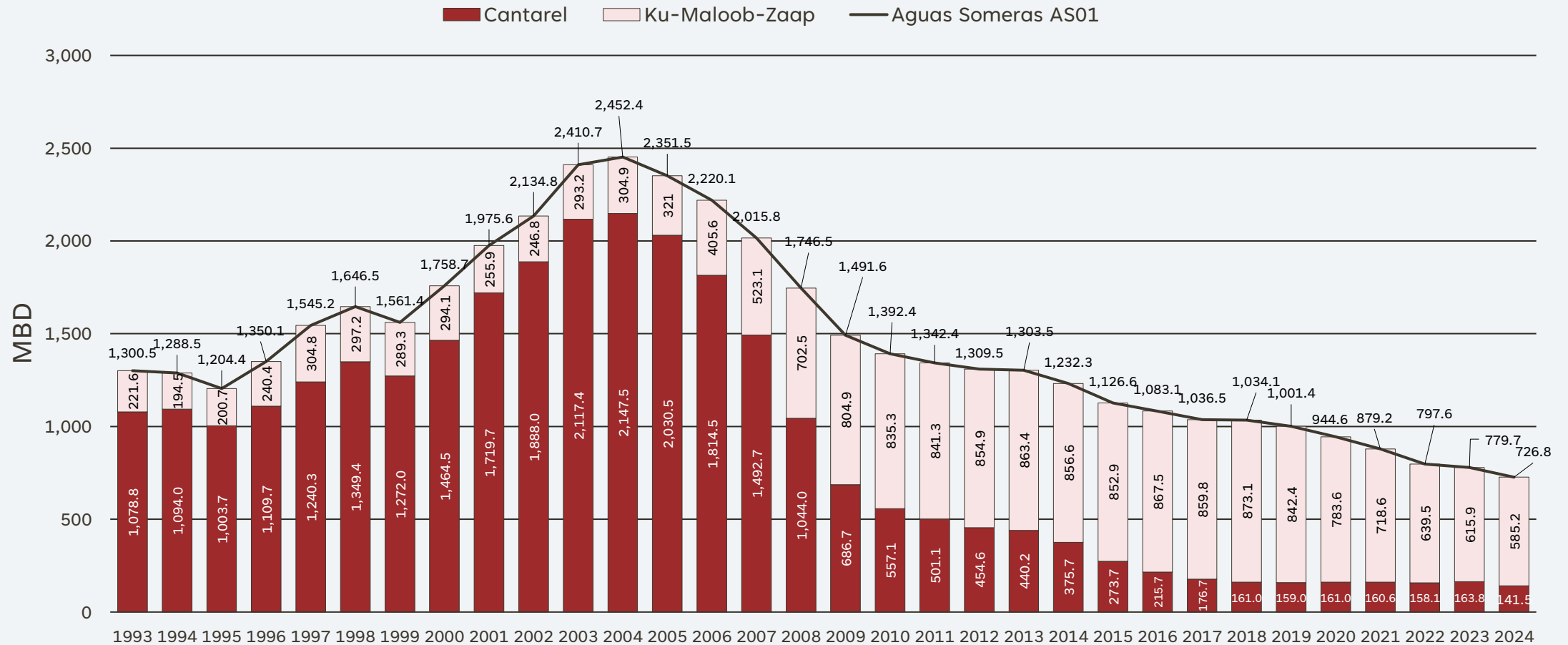


# Producción de Crudo por Bloque (1993-2024)



Estos Bloques representan la infraestructura completa de los yacimientos de producción de PEP. En 2024 la contribución de cada Bloque por orden de magnitud es el siguiente: Aguas Someras AS01: 48.9%, Aguas Someras AS02: 25.3%, Bloque Sur: 21.6% y Bloque Norte: 4.2%. A lo largo del tiempo la declinación del mayor contribuyente que es el bloque AS01 es constante año con año. Cantarell y Ku-Maloob-Zaap se encuentran en este bloque y están en franca declinación por lo que la suspensión de producción de AS01 ocurrirá en cualquier momento.

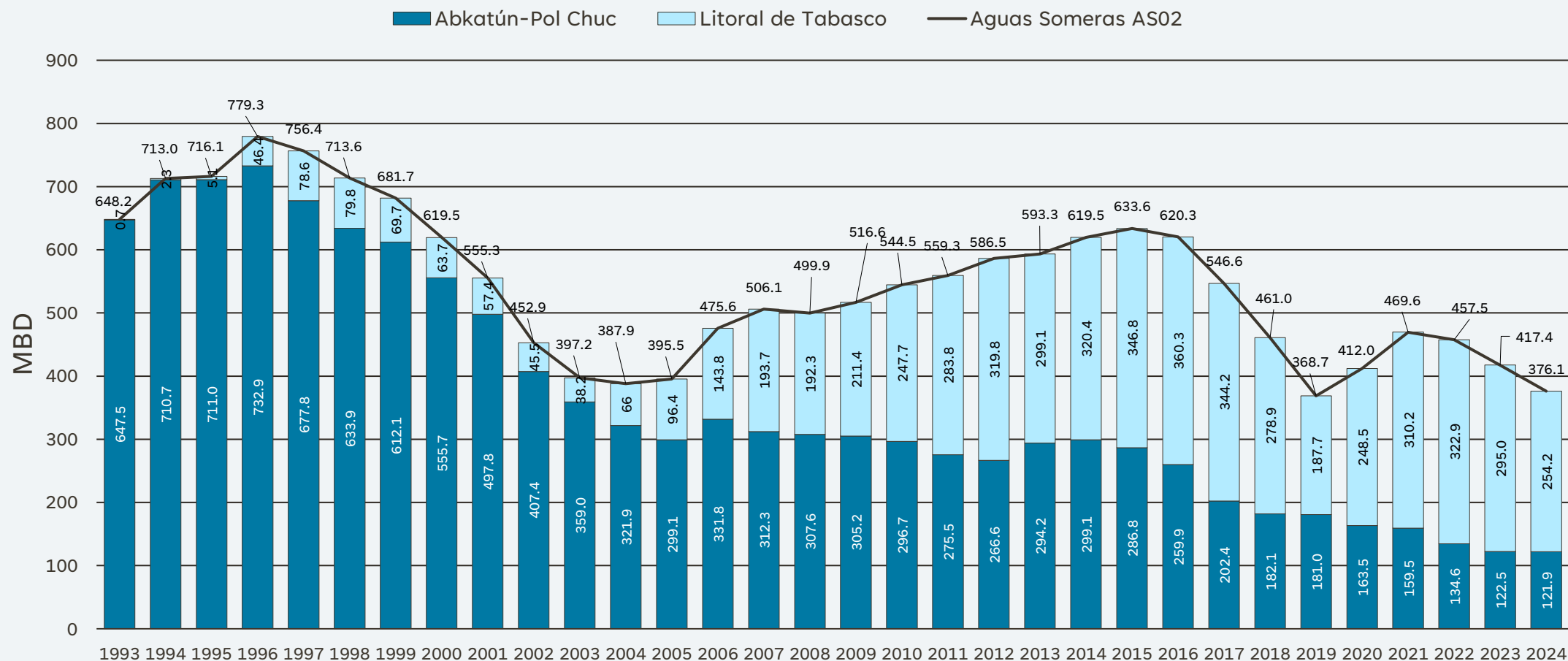
# Producción de Crudo en Aguas Someras AS01 (1993-2024)



Es evidente que el yacimiento de Cantarell está casi agotado, pero lo siguen sobreexplotando. Mientras que el yacimiento Ku-Maloob-Zaap viene en gran declinación a un ritmo de -6.41% anual suficiente apenas para unos 15.6 años si es que no ocurre algún evento que provoque su suspensión. De Cantarell se extraía el crudo denominado Maya mientras que del Ku-Maloob-Zaap se extrae un crudo superpesado que se tiene que diluir con crudo Olmeca para estabilizar su viscosidad y poder bombearlo.

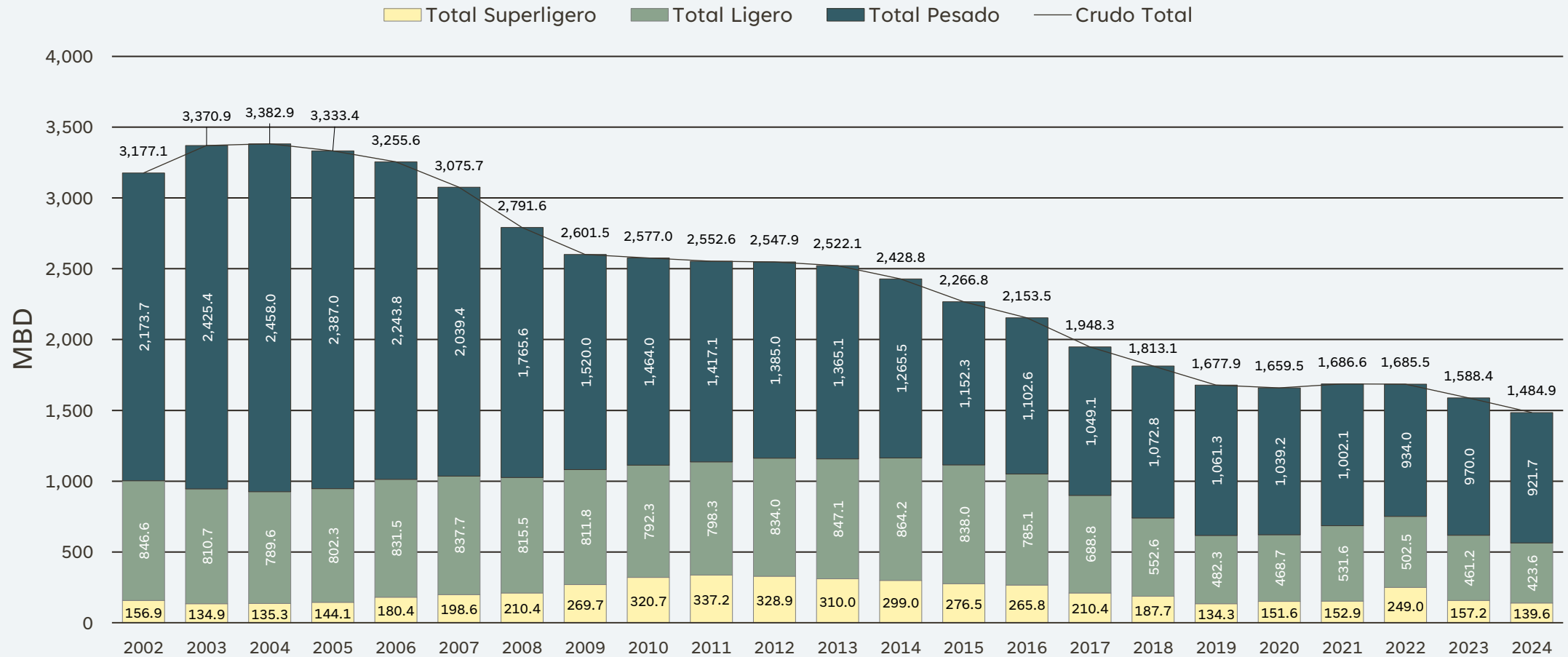


# Producción de Crudo en Aguas Someras AS02 (1993-2024)



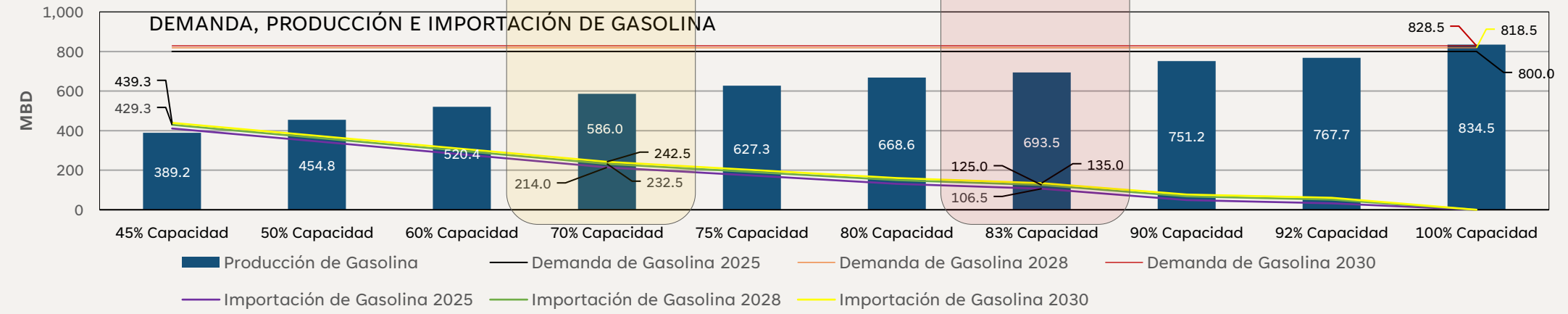
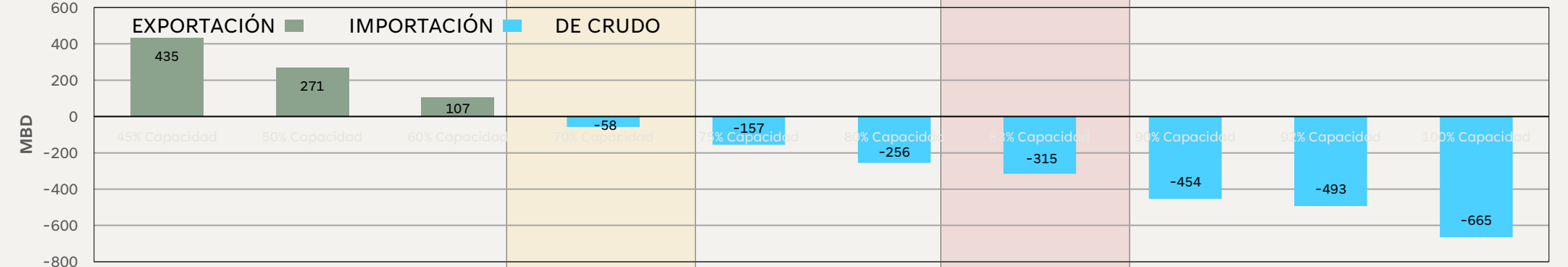
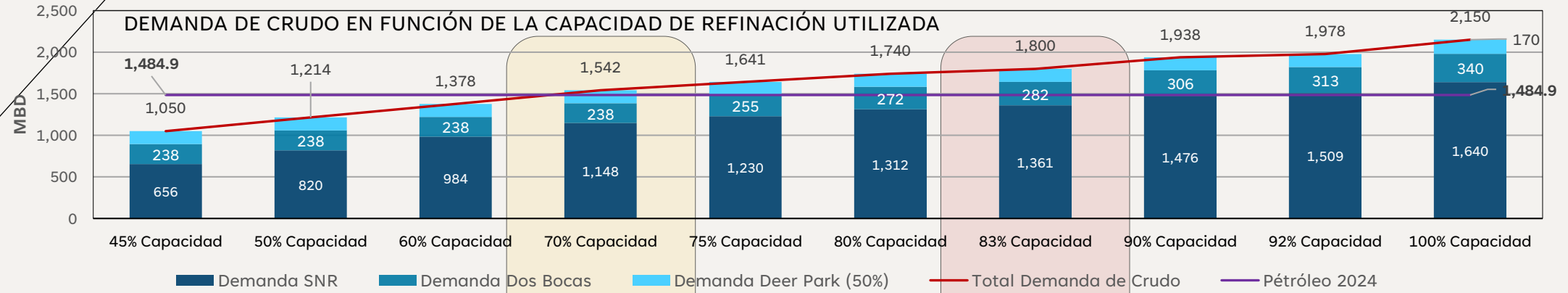
El yacimiento Abkatuún-Pol Chuc está en franca declinación desde 1996 en que se obtuvieron 732.9 MBD hasta el 2023 en que se obtuvo una producción de solo 122.5 MBD. En cualquier momento llegara a su final. Por el lado del litoral de Tabasco tuvo un máximo en el 2015 de 346.8 MBD e inmediatamente cayó en el 2019 a 187.7 MBD. En el 2020 y 2021 tuvo un repunte, por las inversiones efectuadas, hasta 310.2 MBD. Sin embargo, para el 2024 volvió a declinar a una producción de 254.2 MBD, con un ritmo de declinación de -10.64% anual (9.4 años).

# Producción de Crudo por Tipo (2002-2024)



El ritmo de declinación, en los últimos años, en la producción del crudo Pesado es de - 2.8% anual, el del crudo Ligero es de - 5.7% anual y el del crudo Superligero de -22.0% anual. La composición de los tipos de crudos en el total muestra que se produce 62.1% de crudo Pesado, 28.5% de crudo Ligero y 9.4% de crudo Superligero. Los 423.6 MBD que se producen de crudo Ligero son insuficientes para lograr una mezcla adecuada a las refinerías del SNR.

Pesado = 62.1%  
Ligero = 28.5%  
Superligero = 9.4%



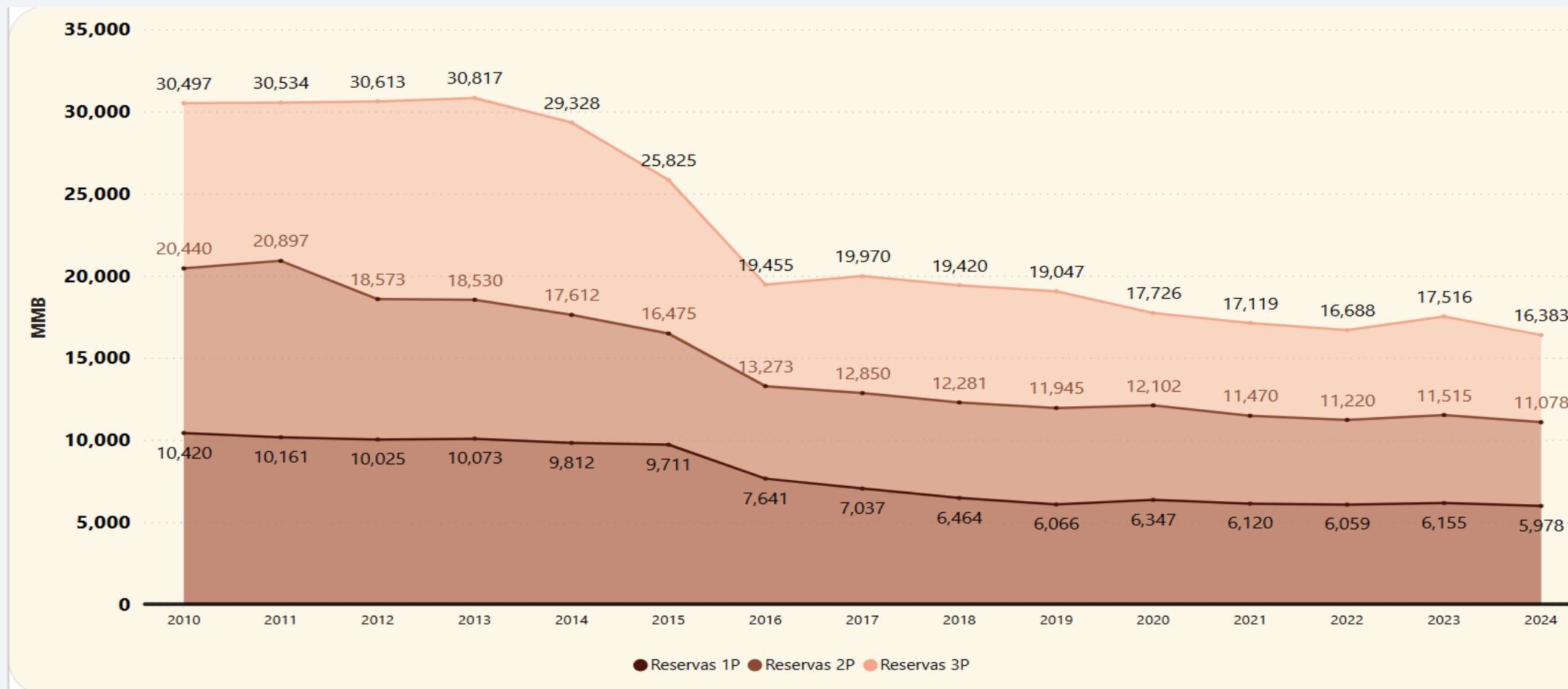
# RESERVAS CONVENCIONALES

La determinación de las Reservas de Hidrocarburos constituyen el indicador más importante en la industria petrolera, ya que nos permiten estimar los ingresos que el Estado Mexicano podría obtener por la explotación de sus recursos. A continuación se muestra la evolución histórica de las Reservas Convencionales en nuestro país y que las principales áreas en las que se ha invertido en exploración y producción ha sido en AGUAS SOMERAS y TERRESTRES.

La consolidación de los montos de Reservas de la Nación, es decisiva para garantizar la soberanía energética y el fortalecimiento de la empresa pública PEMEX.

# Reservas Nacionales en el Periodo 2010 al 2024

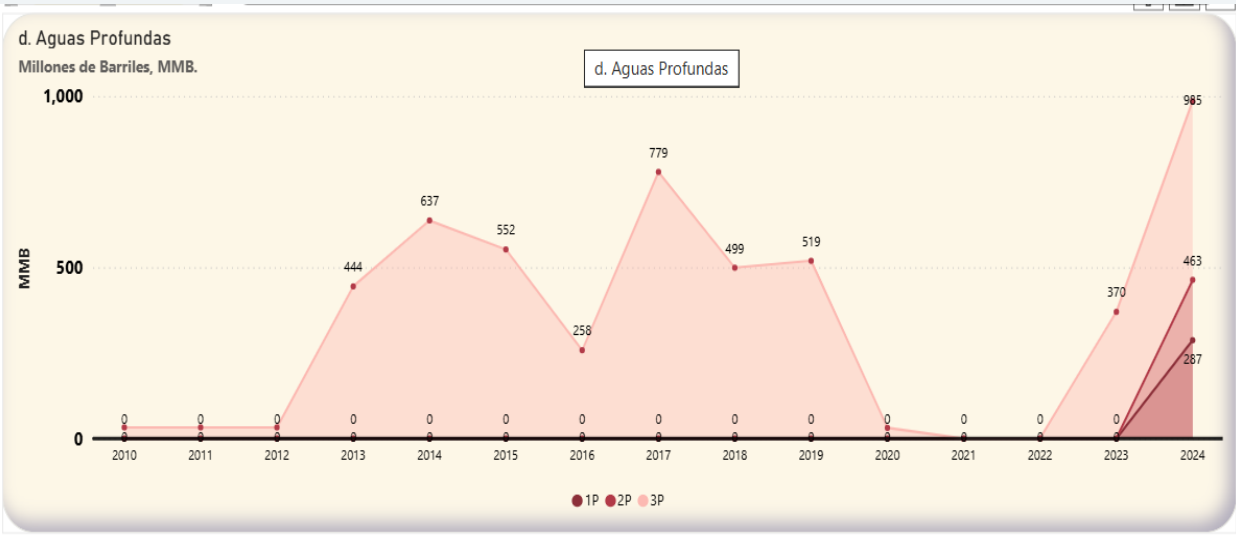
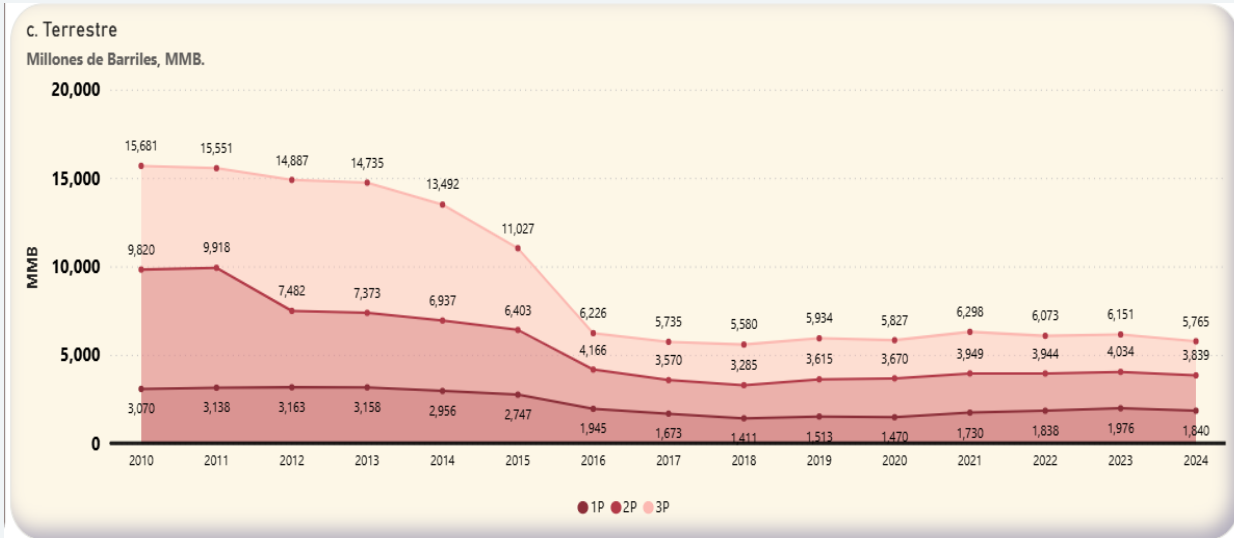
Millones de Barriles, MMB



Reservas Probadas, 1P, se definen como la "cantidad de fuentes de energía que se estima con certeza razonable, a partir del análisis de datos geológicos y de ingeniería, que se pueden recuperar de yacimientos bien establecidos o conocidos con el equipo existente y en las condiciones de operación existentes". Una reserva se considera probada si es probable que al menos el 90% del recurso sea recuperable por medios económicamente rentables.

# Reservas por Regiones en el Periodo 2010 al 2024

Millones de Barriles, MMB



**RESERVAS POR REGIONES en 2024, MMB**

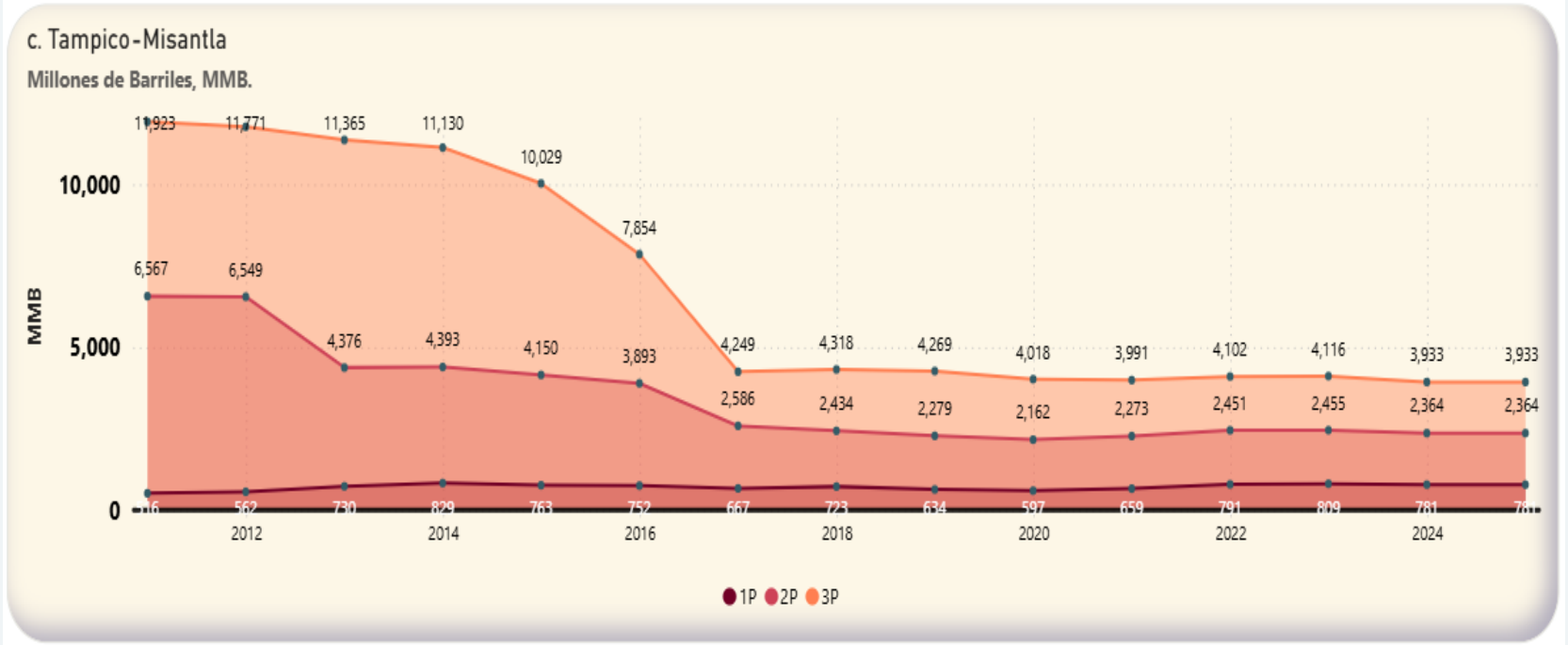
|                 | 1P           | 2P            | 3P            |
|-----------------|--------------|---------------|---------------|
| Aguas someras   | 3,851        | 6,775         | 9,633         |
| Terrestre       | 1,840        | 3,839         | 5,765         |
| Aguas Profundas | 287          | 463           | 985           |
| <b>Total</b>    | <b>5,978</b> | <b>11,078</b> | <b>13,383</b> |

Las Reservas por Regiones mas exploradas y explotadas en México se ubican en el sureste, principalmente en la zonda de Campeche y en la cuenca de Tabasco a las que se les ha llamado AGUAS SOMERAS Y CAMPOS TERRESTRES.

# Reservas por Regiones en el Periodo 2010 al 2024

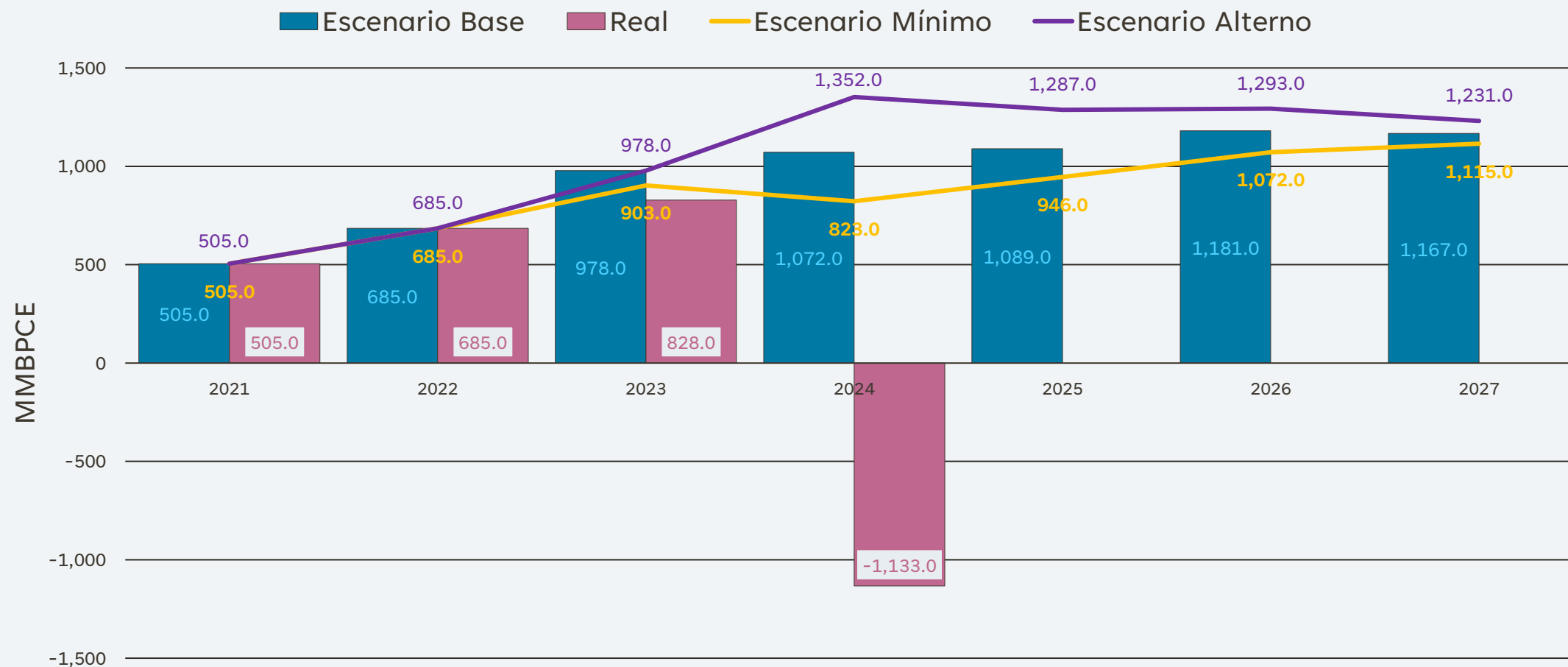
Millones de Barriles, MMB

Las reservas Terrestres han variado desde el 2010 en que se tenían 3,070.36 MMB de reserva 1P, 9,820.31 MMB de reservas 2P y 15,680.85 de 3P para declinar a 1,673.01 MMB de reservas 1P, 3,570.39 MMB de 2P y 5,735.36 MMB de 3P. A partir del 2019 estas reservas se han estabilizado y se han detenido su declinación. Sin embargo los resultados son magros a pesar de todas las inversiones que se hicieron en la administración pasada. Las mayores contribuciones a las reservas terrestres son del campo Tampico-Misantla con 781.3 MMB de reservas 1P, con 2,364 MMB de reserva 2P y con 3,933 MMB de reserva 3P.



# Prospectivas de Incorporación de Reservas 3P Convencionales

Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente, MMBPCE, entre 2021-2027



Prospectivas del Plan de Negocios de Pemex 2022. En este estudio, Pemex plantea un escenario base de incorporación de reservas 3P convencionales proyectado hacia el 2027. El valor correspondiente para el año 2027 es de 1,167.0 MMBPCE. Así mismo plantea un escenario mínimo de 1,115.0 MMBPCE y un escenario máximo de 1,231.0 MMBPCE. En la gráfica también se incluyen los valores reales observados en los años 2021, 2022, 2023 y 2024, año en que hubo una gran declinación de -1,133.0 MMBPCE muy lejos de escenario mínimo de 2024.



# RESERVAS NO CONVENCIONALES: LUTITAS.

Entre las Reservas No Convencionales existen los siguientes conceptos:

Tight Gas (Lutitas)

Aguas Profundas

Hidratos de Metano

Oil Sands (Arenas Bituminosas)

Coal Bed Methane

A continuación se analizan los yacimientos de Lutitas de México.

## PROVINCIAS PETROLERAS DONDE SE HA IDENTIFICADO POTENCIAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS

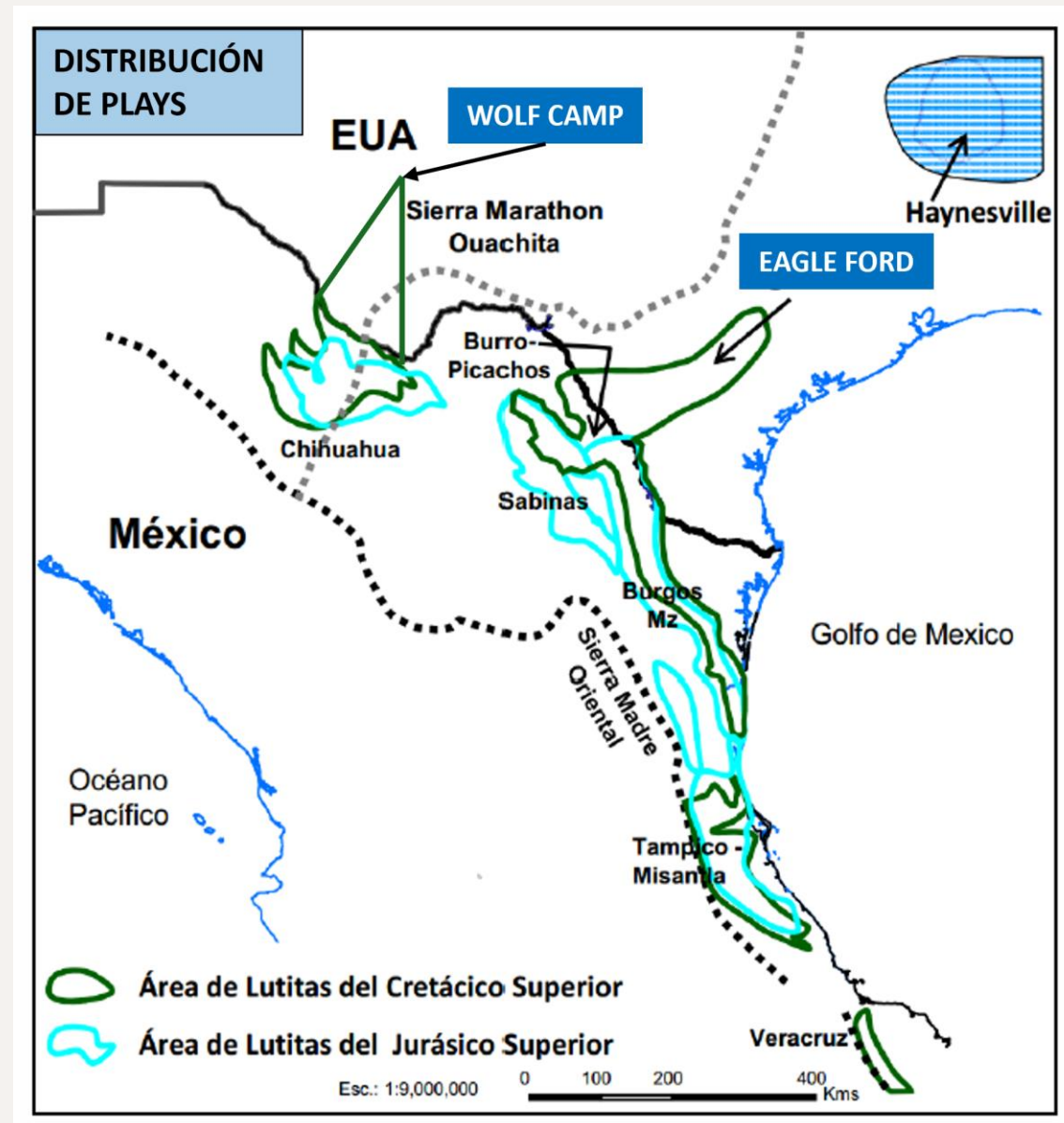


Lutitas: Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante.

## DISTRIBUCIÓN DE PLAYS DE LUTITAS.



Los yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas orgánicas (Shale Oil/Gas), son un fenómeno que ha cobrado importancia a nivel mundial al contribuir de manera sustancial a la producción actual de hidrocarburos. En México existe un gran potencial prospectivo de este tipo de recursos. En las Provincias Geológicas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, se han detectado diversos plays con potencial de aceite y gas en lutitas. Estas lutitas de origen marino, de considerable espesor, ricas en carbono orgánico total, se consideran análogos con las zonas productoras de las lutitas del Cretácico y Jurásico en el sur de Estados Unidos, en particular en las lutitas Wolf Camp, Eagle Ford y Haynesville, respectivamente.



# YACIMIENTOS DE LUTITAS Y AGUAS PROFUNDAS

¿Cuáles son esos grandes yacimientos con los que cuenta México? Son los yacimientos de petróleo y gas no convencionales entre los que se cuentan los de “Aguas Profundas” y los “Yacimientos de Lutitas”.

**AGUAS PROFUNDAS.** Actualmente Pemex tiene en desarrollo el campo TRION I en el Cinturón Plegado Perdido, justo al sur de la frontera marítima con Estados Unidos de América, 200 km al Este de Matamoros con reservas 3P de 1,045 MMBOE y posible recuperación de 485 MMBOE con fecha de inicio de producción por 2028. Se tienen grandes expectativas de este campo. Como se sabe, los campos de aguas profundas requieren grandes inversiones y su desarrollo conlleva como mínimo 5 años.

**YACIMIENTOS DE LUTITAS.** Los EU son actualmente los líderes de producción de petróleo y gas en el mundo por arriba de los países que conforman la OPEP con 13.3 millones de barriles diarios (MMBD) de petróleo de los cuales más de 8 MMBD son de Shale Oil y una producción de gas de más de 105 mil millones de ft<sup>3</sup> diarios (MMFT<sup>3</sup>/D) de los cuales 75 mil millones de ft<sup>3</sup> son de Shale Gas. Como puede observarse son cantidades monumentales.

Estas grandes producciones lo han logrado gracias a la explotación de sus yacimientos de lutitas por lo que han desarrollado la tecnología necesaria del Fracking y han disminuido los riesgos ambientales al mínimo, así como optimizado el consumo de agua y otros elementos requeridos.

## WOLFCAMP Y EAGLE FORD

De los campos más exitosos en los EU se encuentran el Wolfcamp Play en el Pérmico de Nuevo México-Texas con una producción de más de 3.0 MMBD de Shale Oil y en el campo Eagle Ford en Texas con una producción de más de 4,000 MMFT3/D.

Se estima que el Pérmico de la zona sur de Nuevo México y Texas hay reservas por 46,000 Millones de barriles de Shale Oil, 280 Billones de ft3 de Shale gas y 20,000 millones de barriles de líquidos del gas.

Las buenas noticias para México es que la zona del pérmico se encuentra en la formación geológica llamada el Cratón de Norteamérica y que además de abarcar los estados de Nuevo México y Texas en los EU además traspasa la frontera con México y abarca también gran parte del norte de los Estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

Los reportes geológicos de los EU están indicando que los yacimientos WolfCamp Play y el de Eagle Ford se extienden hacia México y continúan en los estados señalados. La cuenca de Burgos, que actualmente produce unos 1,000 MMft3/D de gas húmedo (al 50% de su capacidad), y que se encuentra en Tamaulipas entre Monterrey y Reynosa, es la prueba de la existencia de grandes yacimientos de Gas en el norte del país.

A continuación, se muestra esquemáticamente la posición geográfica de estos yacimientos.

Panel de Gestión PEP  
 PEP Dashboard  
 Autor: Carlos Gustavo Sánchez Lugo

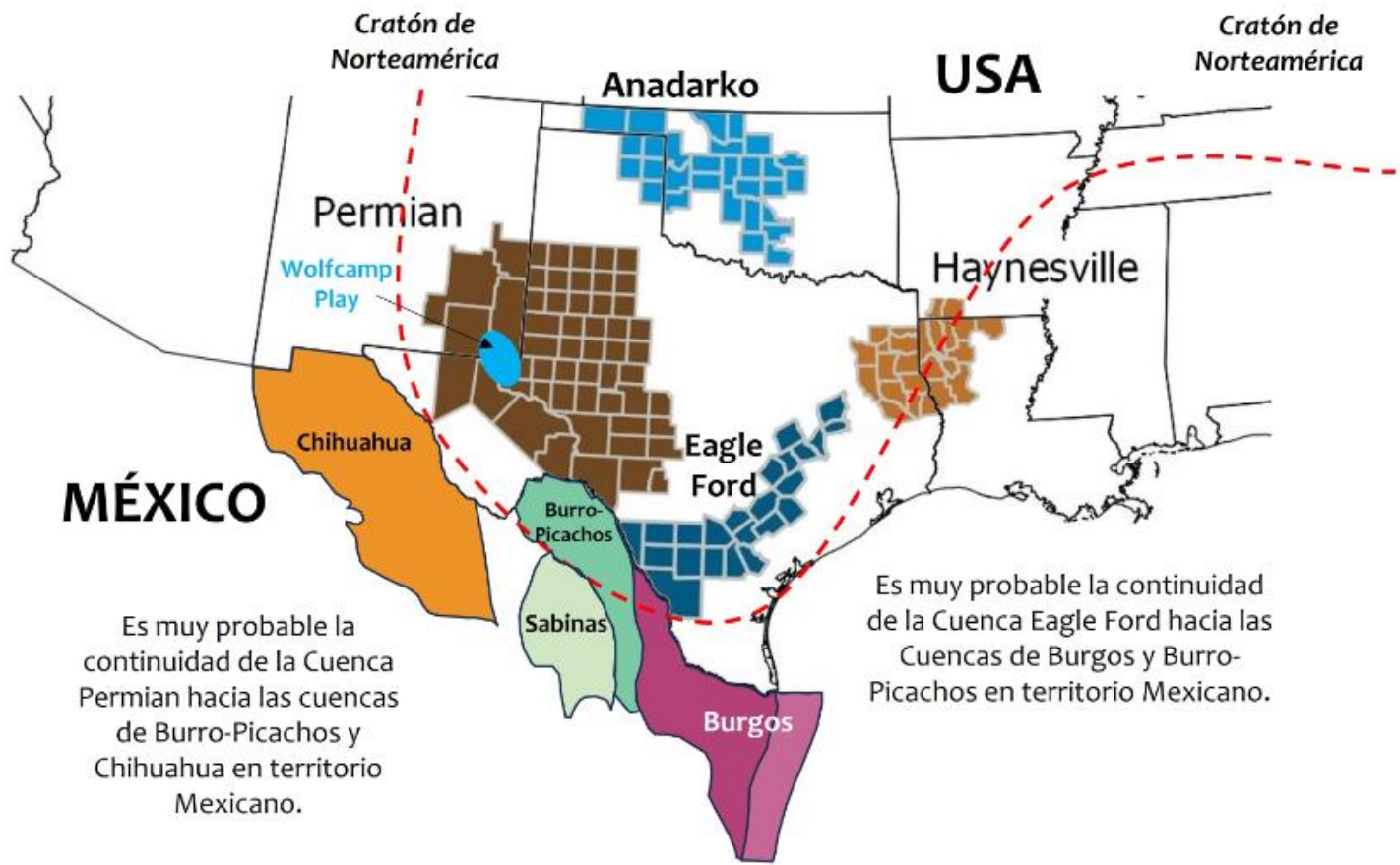
## Cuencas de Shale Oil y Shale Gas en la frontera México-EU.

Interrelación de los yacimientos fronterizos.

**México importa** de los EU más de **550 MBD de Gasolina**, más de **250 MBD de Diesel** y más de **5,400 MMFT3 de Gas Natural**, Estos hidrocarburos importados quizás provienen del Shale Oil y Shale Gas de las **Cuencas Permian (Nuevo México y Texas)** y de la **Cuenca Eagle Ford (Texas)**. Tan solo con la producción de **Eagle Ford de 4,290 MMFT3D de Gas Natural** se alcanza el **80% de las importaciones de México**. **En contraste, esos hidrocarburos se podrían producir internamente mediante la explotación de las Cuencas Chihuahua, Burro-Picachos, Sabinas y Burgos** que son probablemente una continuación de los mismos yacimientos de **Wolfcamp** en el Permian y de **Eagle Ford**. Tan solo el **Campo Wolfcamp de la Cuenca Permian produce más de 2.4 Millones de BPD de Shale Oil** arriba de los **1.6 millones de BPD que produce México**. En el mapa anexo se puede observar que **todas estas cuencas son parte del Cratón de Norteamérica** y por lo tanto, independientemente de las fronteras políticas, **las características geológicas de los yacimientos contiguos deben ser similares con contenido similar de hidrocarburos**.

EL CAMPO WOLFCAMP DE LA CUENCA PERMIAN ACTUALMENTE ES EL MAYOR PRODUCTOR DE SHALE OIL DEL MUNDO COM MÁS DE 2.4 MILLONES DE BPD Y PRODUCE MÁS DE 17,500 MMFT3D DE SHALE GAS CON UNAS RESERVAS PROBADAS DE MÁS DE 20 MIL MILLONES DE BARRILES DE SHALE OIL.

LA CUENCA EAGLE FORD PRODUCE ACTUALMENTE MAS DE 900 MIL BPD DE SHALE OIL Y 4,290 MMFT3D DE SHALE GAS.



Es muy probable la continuidad de la Cuenca Permian hacia las cuencas de Burro-Picachos y Chihuahua en territorio Mexicano.

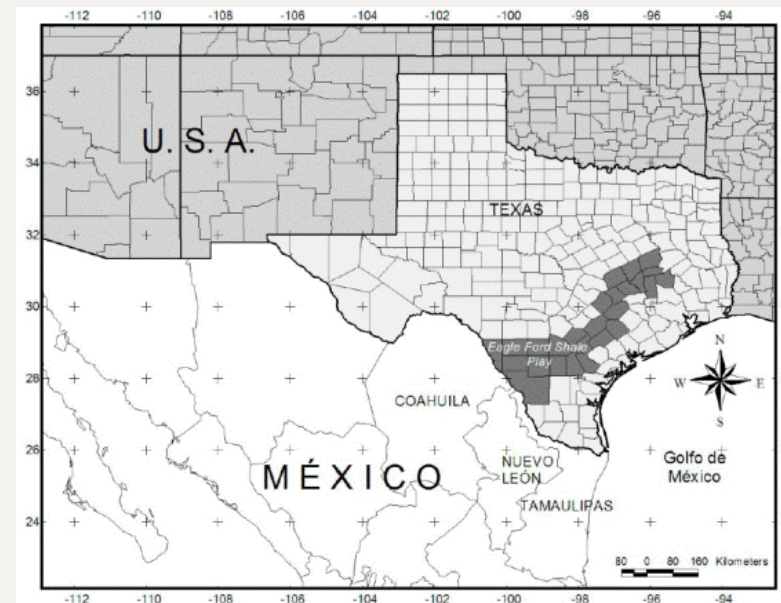
Es muy probable la continuidad de la Cuenca Eagle Ford hacia las Cuencas de Burgos y Burro-Picachos en territorio Mexicano.

## CAMPO CHIHUAHUA

De los pocos pozos exploratorios que se han efectuado en la Zona, la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha establecido las posibles reservas en los distintos campos de México contabilizando hasta ahora 64,000 Millones de barriles de petróleo equivalente entre Shale Oil y Shale Gas distribuidos en los diferentes campos, siendo el de Tampico Misantla con 34.8 mil millones de barriles de Shale Oil y el de Sabinas y Burgos de Shale Gas con 24.7 mil millones de barriles de petróleo equivalente, los más extensos.

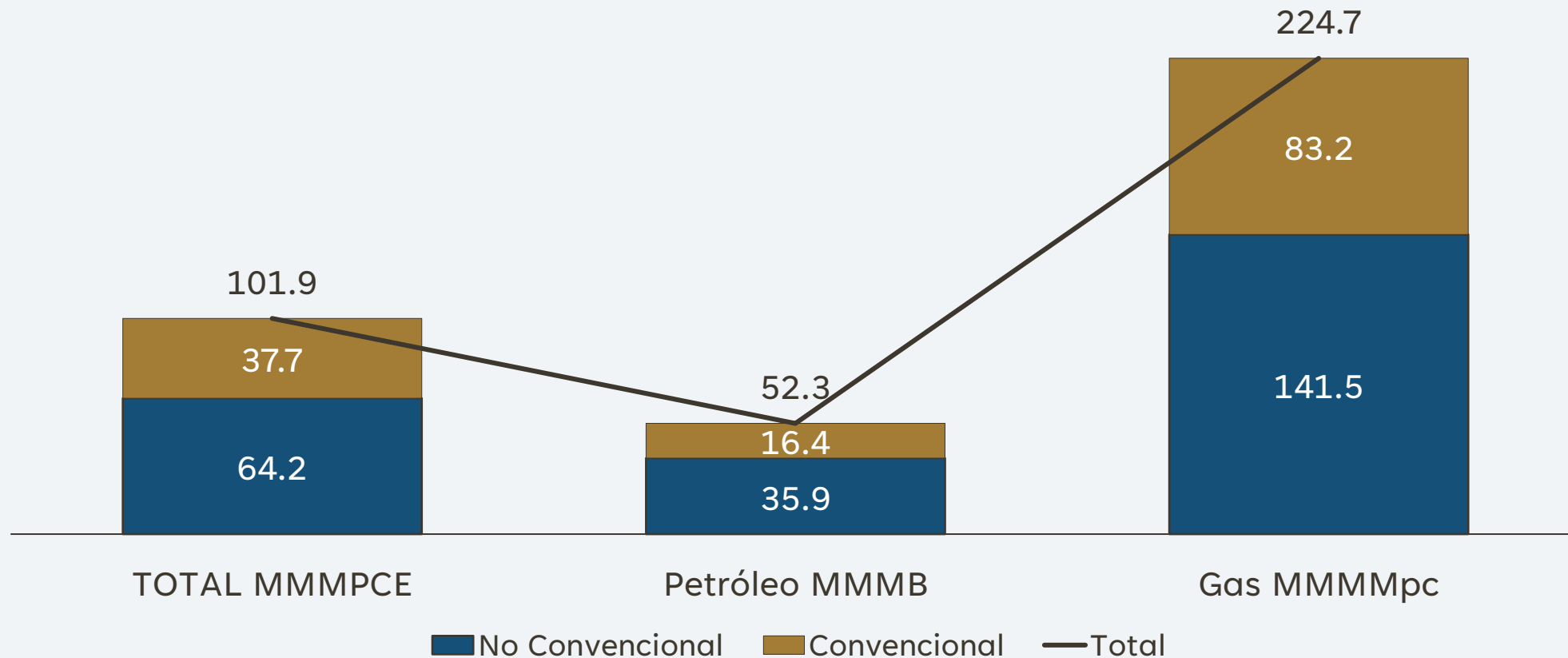
Sin embargo, el campo Chihuahua aún no ha sido explorado siendo el más prometedor para altas producciones de Shale Oil ya que es continuación del WolfCamp play. La distancia de los últimos pozos del WolfCap Play a la frontera con México es de 150 km mientras que el de Eagle Ford Play colinda con la frontera con México en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas siendo el Campo de Burgos parte de esa extensión.

A continuación, se presentan las perspectivas de reservas de lutitas con lo hasta ahora explorado que se espera aumenten considerablemente en la medida que se expanda la exploración.



# Prospectivas de Incorporación de Reservas No Convencionales

Miles de Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente, MMMBPCE, entre 2021-2027



Las Reservas No Convencionales son más grandes que las Convencionales ya que representan el 63.0% (64.2 MMMBPCE), mientras que las convencionales solo representan el 37.0% (37.7 MMMBPCE), del total de 101.9 MMMBPCE. En Shale Oil se tienen 35.9 mil millones de barriles y de gas se tienen 141.5 billones de ft<sup>3</sup>. Esto es SIN CONTAR CON LAS RESERVAS DEL CAMPO CHIHUAHUA QUE AUN NO SE HA CARACTERIZADO Y QUE ES EL DE MAYOR POTENCIAL.



# Distribución de Reservas No Convencionales

Miles de Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente, MMMBPCE, entre 2021-2027

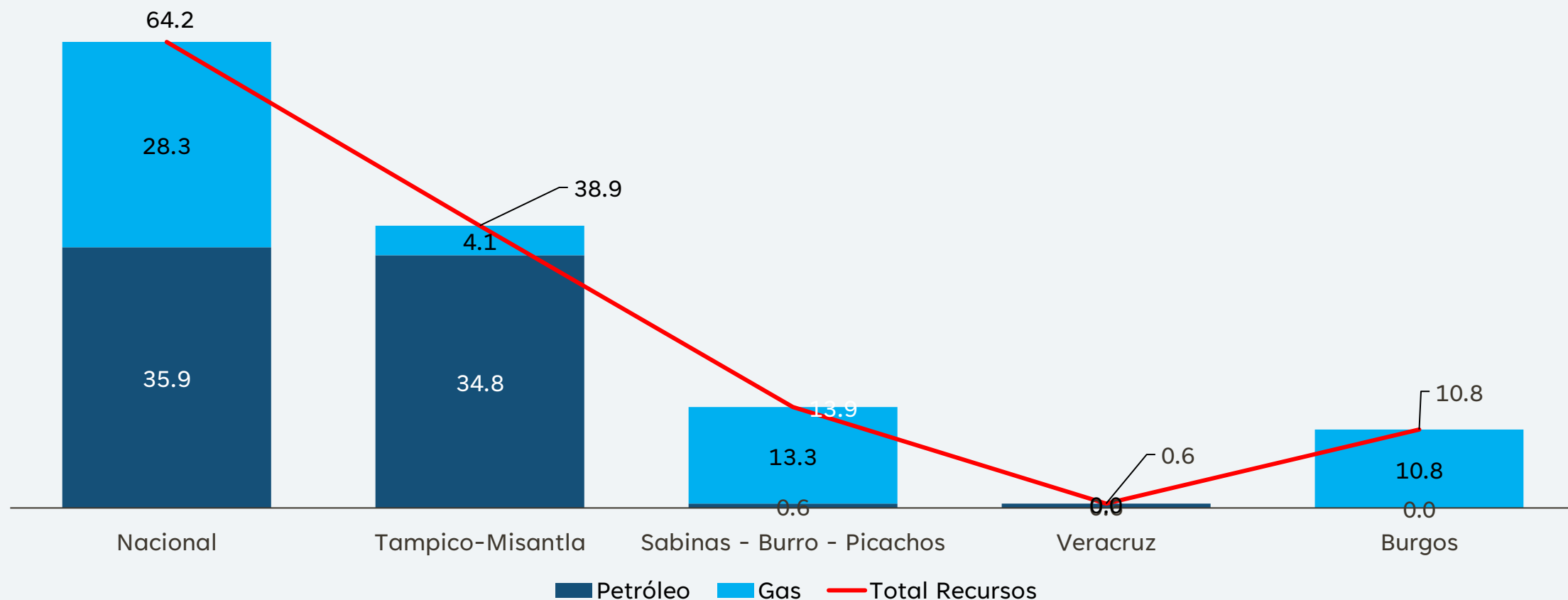
| <b>Recursos Prospectivos No Convencionales de Petróleo , MMMBPCE</b> |  |               |                         |                 |                                   |                 |
|--|--|---------------|-------------------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------|
| <b>Tipo</b>  | <b>Formación</b>   | <b>Burgos</b> | <b>Tampico-Misantla</b> | <b>Veracruz</b> | <b>Sabinas - Burro - Picachos</b> | <b>Nacional</b> |
| A. Gas Natural   | Cretácico Superior Turoniano (Eagle Ford/ Agua Nueva/Maltrata) | 1.9           | 1.5                     | 0.0             | 6.5                               | 10.0            |
| A. Gas Natural   | Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago)                        | 0.0           | 0.0                     | 0.0             | 0.0                               | 0.0             |
| A. Gas Natural   | Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)              | 8.9           | 2.6                     | 0.0             | 6.8                               | 18.3            |
| B. Petróleo  | Cretácico Superior Turoniano (Eagle Ford/ Agua Nueva/Maltrata) | 0.0           | 13.0                    | 0.6             | 0.6                               | 14.1            |
| B. Petróleo  | Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago)                        | 0.0           | 4.0                     | 0.0             | 0.0                               | 4.0             |
| B. Petróleo  | Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)              | 0.0           | 17.8                    | 0.0             | 0.0                               | 17.8            |
| C. Total   | Cretácico Superior Turoniano (Eagle Ford/ Agua Nueva/Maltrata) | 1.9           | 14.5                    | 0.6             | 7.1                               | 24.1            |
| C. Total   | Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago)                        | 0.0           | 4.0                     | 0.0             | 0.0                               | 4.0             |
| C. Total   | Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)              | 8.9           | 20.4                    | 0.0             | 6.8                               | 36.1            |
| D. Gas Natural   | Total Gas  | 10.8          | 4.1                     | 0.0             | 13.3                              | 28.3            |
| D. Petróleo  | Total Petróleo   | 0.0           | 34.8                    | 0.6             | 0.6                               | 35.9            |
| <b>E. Gran Total</b>   | <b>Todas las Formaciones</b>                                   | <b>10.8</b>   | <b>38.9</b>             | <b>0.6</b>      | <b>13.9</b>                       | <b>64.2</b>     |

Los campos de Burgos y Sabinas – Burro – Picachos son los que contienen las mayores reservas de Shale Gas con un total de 24.7 MMMBPCE. El campo Tampico-Misantla es el que contiene mayor reserva de Shale Oil con 38.9 MMMBPCE. En la tabla se aprecia en que formaciones geológicas se encuentran dichas reservas. Algunas de las formaciones coinciden con las mayores campos productores de los EU.

# Distribución de Recursos Prospectivos NO CONVENCIONALES.

Miles de Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalentes, MMMPCE

De acuerdo con la información pública de la CNH, en especial el estudio “Retos y Oportunidades No Convencionales 2022” y una entrevista periodística al Dr. Héctor Moreira Rodríguez, México cuenta con los recursos No Convencionales resumidos en la gráfica. No se incluyen las Prospectivas No Convencionales de Aguas Profundas. De acuerdo a estos datos el TOTAL NACIONAL DE RESERVAS DE LUTITAS son de 35,900 MMBPCE de Shale Oil y 28,300 MMBPCE de Shale Gas que equivalen a 159.7 billones de FT3.



# Incorporación de Reservas NO Convencionales de SHALE GAS.

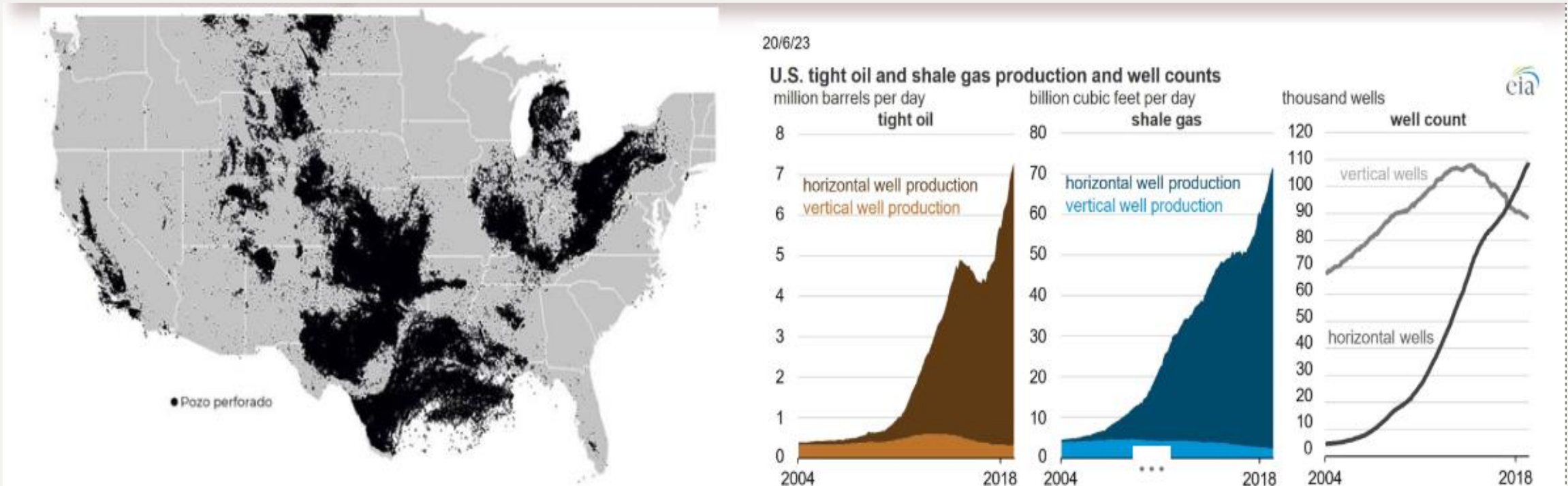
Billones de ft3, MMMMft3.

| Recursos no convencionales de gas en lutitas (MMMMft3)               |             |                            |                  |            |              |
|--|-------------|----------------------------|------------------|------------|--------------|
| Play / Formación   | Burgos      | Sabinas - Burro - Picachos | Tampico-Misantla | Veracruz   | Nacional     |
| Gas húmedo   | 9.5         | 6.6                        | 20.7             | 0.0        | 36.8         |
| Cretácico Superior<br>Turoniano (Eagle Ford/ Agua<br>Nueva/Maltrata) | 9.5         | 6.6                        | 7.6              | 0.0        | 23.7         |
| Jurásico Superior<br>Oxfordiano (Santiago)                           | 0.0         | 0.0                        | 4.0              | 0.0        | 4.0          |
| Jurásico Superior Titoniano<br>(La Casita/ Pimienta)                 | 0.0         | 0.0                        | 13.1             | 0.0        | 13.1         |
| Gas seco   | 44.3        | 60.4                       | 0.0              | 0.0        | 104.7        |
| Cretácico Superior (Eagle<br>Ford/Agua<br>Nueva/Maltrata)            | 0.0         | 26.3                       | 0.0              | 0.0        | 26.3         |
| Jurásico Superior Titoniano<br>(La Casita/ Pimienta)                 | 44.3        | 34.1                       | 0.0              | 0.0        | 78.4         |
| <b>Total</b>   | <b>53.8</b> | <b>67.0</b>                | <b>20.7</b>      | <b>0.0</b> | <b>141.5</b> |

Reservas de Shale Gas No Convencionales. El campo Sabinas-Burro-Picachos contiene 67.0 billones de ft3 de Shale Gas y el campo de Burgos contiene 53.8 billones de ft3 de Shale Gas. **El total de Shale Gas de lutitas asciende a 141.5 billones de ft3. A un ritmo de 6 mil millones de ft3 diarios que es el faltante que se esta importando para el consumo nacional, ALCANZARÍA PARA 64 AÑOS.**

# POZOS FRACKING EN EU

En las gráficas siguientes se muestran las producciones excepcionales que logran en los EU con la explotación de los yacimientos no convencionales de Lutitas desde el 2013 y que año con año se incrementa logrando en la actualidad una producción de más de 8.5 millones de barriles diarios de Shale Oil y un volumen monumental de más de 84,000 millones de ft<sup>3</sup> diarios (MMFT3D) de Shale gas. de los cuales se exportan a México un volumen de más de 6,800 MMft<sup>3</sup>D. La manera de lograr estas producciones excepcionales es a través de una intensa actividad extraordinaria en la perforación de pozos, tanto exploratorios como de producción, en los yacimientos de lutitas en todo el territorio de los EU. En total, en los EU en toda su historia han perforado más de 4 millones de pozos de los cuales más de 200 mil se ubican en formaciones No Convencionales. En los EU el fracking es ya una tecnología ampliamente aceptada por la sociedad en general por los grandes beneficios obtenidos.



# POZOS FRACKING EN MÉXICO



Pozos Fracking  
en **MÉXICO**  
**!!!27!!!**

Pozos Fracking  
en **EU**  
**> 200,000**  
**100,000 Verticales (Tight)**  
**100,000 Horizontales (Shale)**

Es **impactante** el comparativo de lo que ha hecho EU versus lo que ha hecho México en la perforación de pozos de fracking. Mientras que en **EU** se han hecho más de **100,000 pozos verticales** para la técnica **Tight** y más de **100,000 pozos horizontales** para la técnica **Shale** para un total de más de **200,000 pozos**. En el caso de **México** solo se han realizado **!!!27 pozos!!!** lo cual es muy **indicativo de la diferencia de estrategias productivas entre los dos países**. **¿Qué es lo que nos impide abrirnos a esta tecnología? VISION IDEOLÓGICA. ¿Qué se requiere? VOLUNTAD Y DESEO DE PROGRESO.**

# IMPULSO A LA EXPLOTACIÓN DE LUTITAS

El comisionado Hector Moreira Rodriguez de la CNH ha comentado el gran potencial que tenemos de recursos de lutitas y aseguró que México tiene más recursos prospectivos de gas y de petróleo en yacimientos no convencionales que en las áreas convencionales, por lo que manifestó que es necesario considerar la explotación de estos recursos para incrementar la producción de petróleo y gas en el país. Ver entrevista: <https://tinyurl.com/43v4udes>

Por otro lado, en 2022, la CNH publicó el documento “Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de yacimientos no Convencionales en México” en donde hace una descripción detallada de las perspectivas de Shale Oil y Shale Gas con las que cuenta México. Ver documento: <https://tinyurl.com/3hdxntzp>

Adicionalmente el Ing. Alfredo E. Guzman publicó en Noviembre del 2023 el documento “Solución a la Necesidad de Incrementar la Producción Petrolera de México”, en el que hace un excelente análisis de la situación actual de Chicontepec y establece que el potencial del campo Tampico Misantla tiene unas perspectivas de 90 mil millones de barriles de Shale Oil y 40 mil millones de ft3 de Shale gas tan solo en ese campo. Ver documento: <https://tinyurl.com/yeardrd7v> ; <https://tinyurl.com/4tc58y67>

Es claro que México tiene aún, mucho potencial como nación petrolera con todos los recursos no convencionales señalados y que en un corto plazo pueden ser extraídos con mucha mayor facilidad y a mucho menor costo que los recursos no convencionales de aguas profundas. Realicé un ejercicio del impacto que pudieran tener en las reservas y en la producción de Petróleo en el corto plazo comparando con la situación de no hacer nada y los resultados se presentan a continuación.

## PROSPECTIVAS AL 2030

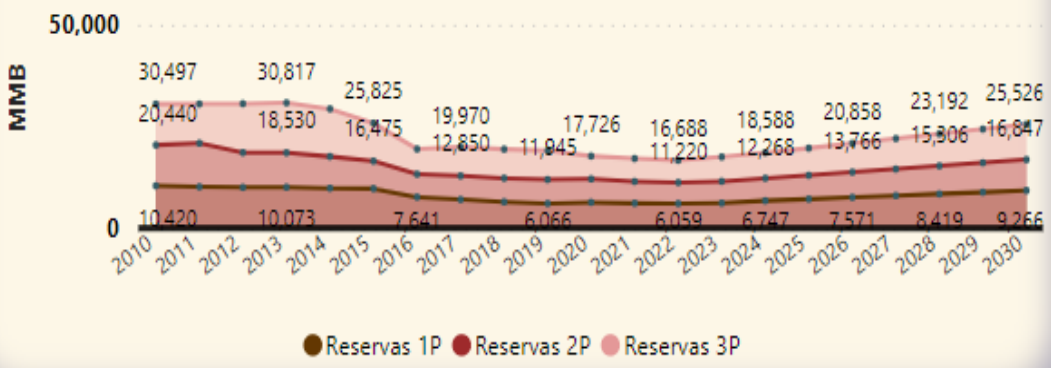
En las gráficas siguientes se presenta las prospectivas de reservas y producciones de petróleo al 2030 que presentó Pemex en su último Plan de Negocios. Como contraste también se presentan las mismas prospectivas incluyendo los pronósticos de Shale Oil de la CNH para el mismo periodo.

Los resultados son espectaculares con la incorporación del Shale Oil logrando aumentar las reservas 3P de 25,526 MMB a 61,526 MMB, las reserva 2P se elevan de 16,847 MMB a 40,607 MMB y las 1P de 9,266 MMB se incrementan a 22,334 MMB. Mientras que la Producción da un salto monumental de 2.4 MMBD a 5.86 MMBD en el 2030.

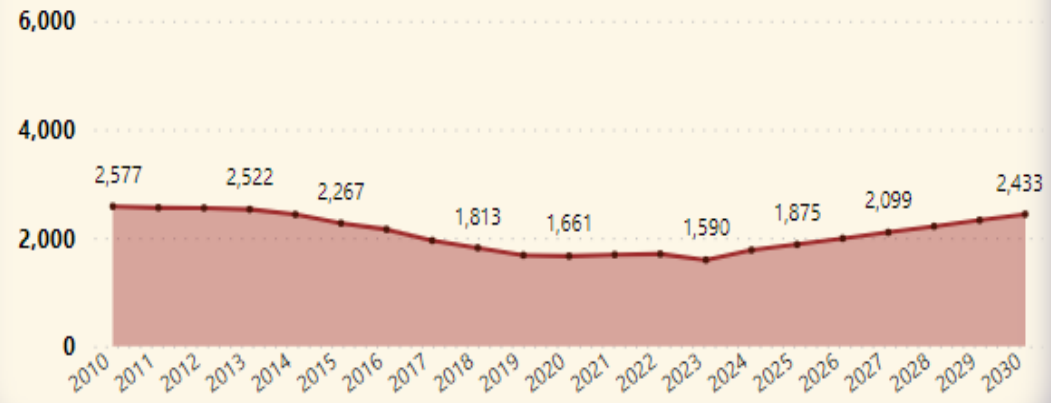
El incremento brutal que tendría México al incorporar el Shale Oil a la producción representarían 106,000 millones de USD anuales (2.2 Billones de Pesos anuales) a un precio de crudo de 75 USD/B. Y se satisfacen todos los requerimientos de Petróleo y Gas que requiere nuestro País.

# PROSPECTIVAS AL 2030 DE PRODUCCIÓN INCLUYENDO EL SHALE OIL

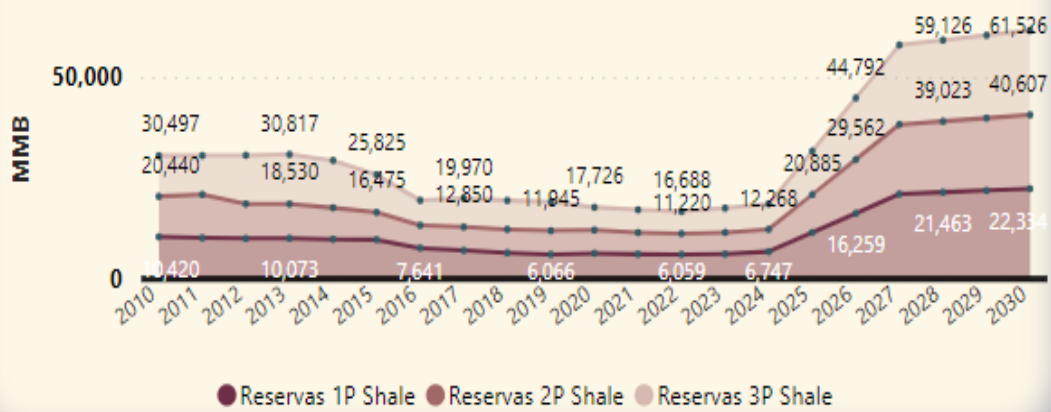
ESCENARIO PEMEX SIN RESERVAS SHALE OIL. Reservas Nacionales en el Periodo 2010 a 2030.  
Millones de Barriles, MMB.



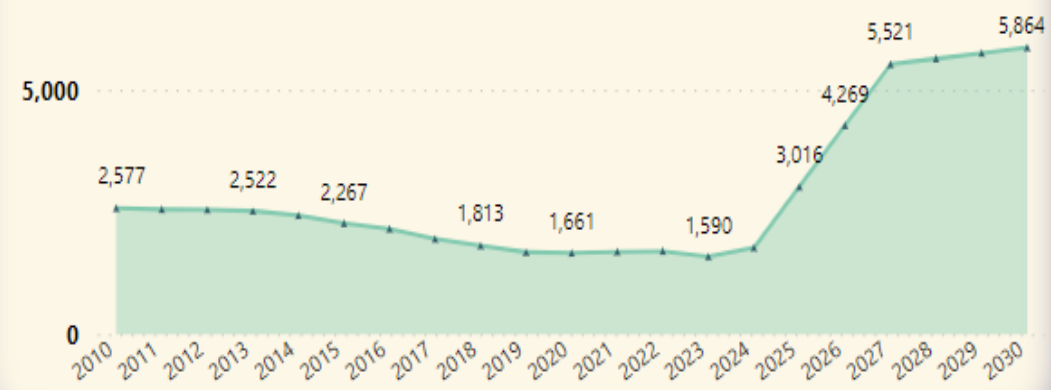
ESCENARIO PEMEX SIN SHALE OIL. Prospectiva de Producción Nacional de Crudo 2010 - 2030.  
Balance Sin Condensados, Miles de Barriles Diarios, MBD.



ESCENARIO CON RESERVAS SHALE OIL DE 35,900 MILLONES DE BARRILES. Reservas Nacionales en el Periodo 2010 a 2030.  
Millones de Barriles, MMB.



ESCENARIO INCLUYENDO SHALE OIL. Prospectiva de Producción Nacional de Crudo 2010 - 2030.  
Balance Sin Condensados, Miles de Barriles Diarios, MBD.



**Pemex sin Reservas Shale Oil** →  
Fuente; Prospectivas Pemex 2022-2030

**Pemex con Reservas Shale Oil** →  
Cálculos Propios.



## BENEFICIOS DE INCORPORAR LAS RESERVAS DE SHALE OIL

A los ingresos potenciales de 106,000 millones USD anuales de Shale Oil se multiplican los beneficios al dejar de importar gasolina, diesel, y gas natural que se hacen actualmente. Se solucionarían las necesidades de gas natural para la producción de energía eléctrica y para el desarrollo industrial de las regiones del país que hoy están detenidas por la falta de este energético.

Los yacimientos están localizados, y las zonas y regiones en donde hay que perforar se pueden establecer con la información técnica con la que cuenta Pemex, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Instituto Mexicano del Petróleo y la Secretaría de Energía. Adicionalmente se cuenta con el grupo de jubilados expertos en geología, en exploración, en producción, en transporte y distribución, en refinación y en petroquímica con cientos de años de experiencia acumulada que pueden en conjunto echar a andar este proyecto en un tiempo record.

La prohibición del fracking establecida por la administración anterior sin ninguna justificación técnica, provocó el atraso de 6 años en el desarrollo de la explotación de nuestros yacimientos de lutitas. Ojalá que no se pierdan otros 6 años.

## CINCO TEMAS Y PROPUESTAS PARA EL PND

### A.RESERVAS DE HIDROCARBUROS

#### 1. Diagnóstico

El inicio de las actividades petroleras en México comenzó a inicios del siglo XX convirtiéndose muy rápidamente en el tercer productor a nivel mundial con el descubrimiento de diferentes campos en la Faja de Oro, en donde se alcanzó una producción de más de 500 mil barriles diarios.

Fue hasta 1976 cuando se logró incrementar la producción, con el descubrimiento de Cantarell, un campo supergigante, donde Pemex, llegó a producir 3.4 millones de barriles diarios en 2004. A partir de ese año la producción a nivel nacional ha tenido una declinación constante, debido principalmente a que los esfuerzos de producción se concentraron en esta área y no hubo una restitución de reservas suficientes para contrarrestar la pérdida de producción por su declinación, a pesar, que se logró desarrollar otro complejo importante, como es Ku-Maloob-Zaap.

Los recursos prospectivos evaluados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) son de 112.9 miles de millones de barriles equivalentes (MMMbpce), de los cuales, 57% corresponde a recursos no convencionales ubicados principalmente en la Cuenca de Tampico-Misantla y 43% a recursos convencionales, la mitad de estos en aguas profundas.

## CINCO TEMAS Y PROPUESTAS PARA EL PND

Con este escenario, la industria petrolera en México enfrenta importantes desafíos, como la disminución de la producción de petróleo en los campos maduros, la falta de inversión en exploración y producción, la incertidumbre en la política energética, lo que pone en riesgo la suficiencia del petróleo como fuente de ingresos públicos.

Es importante considerar cambios en la estrategia en exploración y producción de hidrocarburos, considerando que actualmente la mayor parte de los yacimientos se encuentran en declinación y que el 53% de los recursos prospectivos en México no están considerados para explorar ni en Asignaciones ni en Contratos. Estos recursos básicamente se encuentran en áreas frontera de Aguas Profundas y en Áreas de yacimientos no convencionales, por lo cual se tienen que definir líneas estratégicas para aprovechar los recursos disponibles en el subsuelo y generar valor

### A.2 Resumen de Propuestas.

- Establecer nuevos esquemas de inversión que permitan explorar nuevas áreas e incorporar reservas en áreas que no se encuentran asignadas actualmente.
- Generar nuevos esquemas de revitalización de campos maduros, considerando procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como innovación y desarrollo de nuevas tecnologías que permitan la eficiencia operativa, la reducción de costos de producción y el incremento del factor de recuperación de los campos en explotación. Es importante mencionar que la recuperación promedio de los campos en México es del 21%, mientras que a nivel internacional se alcanza el 32%.

- Generar estrategias que permitan el desarrollo de actividades de exploración y producción en Yacimientos no Convencionales, aplicando nuevas Tecnologías, de bajo impacto ambiental. A nivel internacional el desarrollo de los recursos no convencionales ha mostrado que es factibles aprovechar estos recursos de manera segura y confiable con el medio ambiente, por lo cual se pueden aprovechar las experiencias internaciones para implementar estos esquemas de explotación en México.
- Desarrollar esquemas que permitan intensificar las actividades de Exploración y Desarrollo en Áreas en Aguas Profundas, considerando los recursos disponibles en Aguas Profundas en el Golfo de México; por el alto grado de complejidad técnico y por el riesgo en las inversiones, se podrían generar modelos de participación más atractivos para involucrar a las empresas privadas.
- Intensificar las actividades de Exploración y Producción en Yacimientos de Gas, ya que este es un elemento fundamental para la transición energética y para el desarrollo de actividades de transformación industrial y por su uso en la petroquímica.
- Independizar las decisiones de negocio entre proyectos de gas y aceite, para aprovechar este recurso y evitar quema y venteos de gas en todos los proyectos de hidrocarburos, incrementando la inversión para construir la infraestructura superficial de aprovechamiento del 100% del gas en yacimientos de gas seco y el 98% en los casos de yacimientos de gas asociado.
- Mejorar la eficiencia, la seguridad y la transparencia en la gestión de los recursos petroleros y fortalecer la buena administración en el sector energético.
- Aplicar medidas para reducir incidentes y proponer estrategias de reducción de gases de efecto invernadero en sus operaciones y programas e inversiones de sostenibilidad.

# REFERENCIAS

En México y otros países el gobierno y el público en general tiene una idea errónea del fracking que lo relacionan con daños ecológicos, gasto excesivo de agua de proceso y hasta con problemas sísmicos. El éxito del fracking en los EU y en Argentina en que el público convive sin problemas con esta tecnología, echa abajo cualquier argumentación en su contra. En el libro Shale Oil Production Process de James G. Speight se encuentra una descripción técnica adecuada de lo que es el fracking que puede cambiar su opinión acerca de esta tecnología. Ver Enlace adjunto.

## Shale Oil Production Processes

James G. Speight  
CD&W Inc. Laramie  
Wyoming, USA

Retos y Oportunidades.  
Yacimientos No Convencionales.  
Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH.

Análisis de los yacimientos de Lutitas que se tienen en México.

Año 2022



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Retos y Oportunidades  
Yacimientos no Convencionales  
2022

# REFERENCIAS

Entrevista al Dr. Héctor Moreira Rodríguez por Energía a Debate.

**“México tiene más recursos prospectivos en yacimientos no convencionales que en convencionales. Es el momento de ponerse a examinar que podemos hacer para aprovechar estos recursos”.**

Enero del 2023

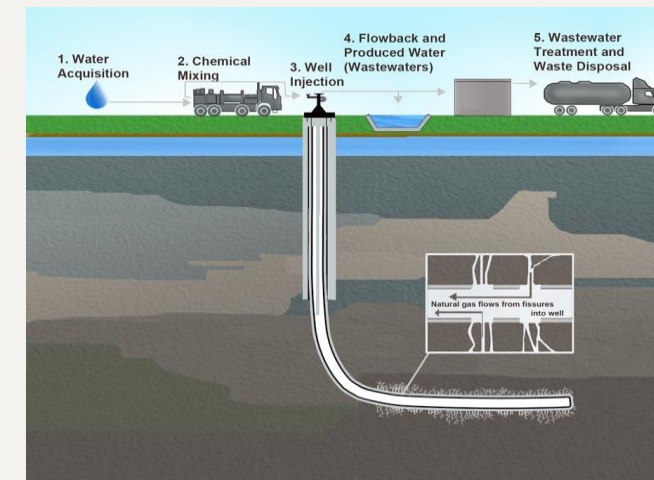


Entrevista al Dr. Héctor  
Moreira Rodríguez  
Comisionado de la CNH

Fractura Hidráulica o Fracking.

Video Informativo sobre la Técnica del Shale.

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, IAPG



Mayor información de estos temas los podrá consultar en: [www.energy2100panel.com](http://www.energy2100panel.com) y en mis publicaciones en LinkedIn:  
“La Economía de México”  
“Desaceleración: Solución al cambio climático”

# GRACIAS



## Carlos Gustavo Sánchez Lugo

[Carlos@energy2100.onmicrosoft.com](mailto:Carlos@energy2100.onmicrosoft.com)

Web 1: [energy2100.com.mx](http://energy2100.com.mx)

Web 2: [energy2100panel.com](http://energy2100panel.com)