



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Potencial de México para la
implementación de técnicas
de recuperación mejorada
para incrementar el factor de
recuperación**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Mauro Miguel Villanueva Ibarra

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Luis Bashbush Bauza



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimientos

A todos ustedes, muchas gracias
por haberme acompañado,
nunca los voy a olvidar.



Resumen

En este trabajo se presenta el potencial de México para la aplicación de metodologías de Recuperación Mejorada, haciendo énfasis en los campos terrestres de la Nación. Se utiliza el Volumen No Considerado Reserva, resultado de sustraer las Reservas 3P al Volumen Original Remanente 3P de Petróleo, presentando la cantidad de petróleo que posiblemente no cuente con una planificación para su eficiente desarrollo.

Actualmente, el Volumen No Considerado Reserva representa 190,523.7 millones de barriles de petróleo, acaparando el 75% del Volumen Original 3P de petróleo (253,921.3 millones de barriles de petróleo). El 60% de esto (116,051.2 millones de barriles de petróleo) se encuentra en los campos terrestres de la Nación. A pesar de la gran cantidad de recursos que contiene la región terrestre, los bajos caudales y la complejidad geológica de esta, la vuelven una zona de inversión menos atractiva que su contraparte marina. En 2018, de los 1,811.1 miles de barriles de petróleo diarios que se produjeron en promedio, la zona terrestre aportó tan solo el 17.4%, la producción terrestre que se mantiene en declive desde 1979. Esta producción se encuentra fuertemente ligada al número de campos activos. En 2018, de los 207 campos que reportaron producción, 163 son campos terrestres de los cuales 120 llevan más de 25 años en producción. Estos campos, al no contar con alguna técnica de Recuperación Secundaria y/o Recuperación Mejorada, aportarán cada vez menos haciendo más precaria la evaluación económica de los mismos y resultando en un cierre parcial o, en el peor de los casos, definitivo dejando una gran cantidad de petróleo en el subsuelo.

También se presenta la necesidad de crear un balance entre la Recuperación Mejorada y la exploración que, a pesar de entregar grandes resultados, debido a la incertidumbre no puede garantizar que sus descubrimientos sean los necesarios para solucionar el declive en reservas y producción. Lo anterior se refuerza mostrando que, aunque existe una relación proporcional entre el número de pozos exploratorios terminados y el número de campos descubiertos, no existe una relación inmediata entre el número de pozos exploratorios y las reservas 3P incorporadas por descubrimientos y tampoco entre las reservas 1P incorporadas por descubrimientos y la producción nacional petrolera. Esto último con el objetivo de incentivar el desarrollo de los campos del país que debe de incluir la planificación de Métodos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada para el inminente declive de estos.

Índice

LISTAS DE FIGURAS Y TABLAS.....	5
FIGURAS	5
TABLAS	6
ANEXOS ESTADÍSTICOS	6
I. INTRODUCCIÓN	7
I.I. OBJETIVO.....	8
I.II. CONTENIDO	8
II. EL DECLIVE DE CANTARELL Y LA SITUACIÓN DEL PAÍS EN EL 2018.....	9
II.I. COMPLEJO CANTARELL, SOPORTE DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL.....	10
II.II. INDICADORES DE RESERVAS	16
II.III. ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA Y MÉXICO	22
II.IV. LA EXPLORACIÓN EN MÉXICO.	27
III. LOS CAMPOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO DE MÉXICO, AL 2018	31
III.I. FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE LA NACIÓN	31
III.I.I. Volumen Original 3P de petróleo de la Nación	31
III.I.II. Producción Acumulada de petróleo de la Nación.....	34
III.I.III. Análisis de la evolución del Factor de Recuperación 3P de petróleo.....	39
III.II. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO.....	44
III.III. LA RELEVANCIA DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN CAMPOS TERRESTRES	51
IV. EL POTENCIAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN MÉXICO, AL 2018	58
IV.I. EL VOLUMEN ORIGINAL REMANENTE DE PETRÓLEO Y EL VOLUMEN NO CONSIDERADO RESERVA.....	59
IV.II. LA OPORTUNIDAD DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN LOS CAMPOS TERRESTRES.....	64
V. CONCLUSIÓN	70
REFERENCIAS	72
ANEXOS ESTADÍSTICOS, AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO	78

Listas de Figuras y Tablas

Figuras

FIGURA II-1.- LA CAÍDA DEL PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE EXPORTACIÓN.....	9
FIGURA II-2.- EL DECLIVE DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO.....	10
FIGURA II-3.- EL ASCENSO Y DECLIVE DE CANTARELL.....	11
FIGURA II-4.- DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO 2018.....	12
FIGURA II-5.- LA CAÍDA DE LAS RESERVAS NACIONALES DE PETRÓLEO.....	13
FIGURA II-6.- DESGLOSE DEL DESCENSO DE LAS RESERVAS 1P.....	14
FIGURA II-7.- LA TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL DE LAS RESERVAS NACIONALES.....	17
FIGURA II-8.- TASA DE RESTITUCIÓN POR DESCUBRIMIENTOS DE RESERVAS NACIONALES.....	19
FIGURA II-9.- CAMBIOS POR INCORPORACIONES Y POR DELIMITACIONES, DESARROLLO Y REVISIONES.....	20
FIGURA II-10.- RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN, POR CATEGORÍA.....	21
FIGURA II-11.- PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO: COMPARANDO EE. UU. CON MÉXICO.....	22
FIGURA II-12.- RELACIÓN RESERVAS 1P-PRODUCCIÓN NACIONAL: COMPARANDO EE. UU. CON MÉXICO.....	23
FIGURA II-13.- TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL DE RESERVAS 1P: COMPARANDO EE. UU. CON MÉXICO.....	24
FIGURA II-14.- TASA DE RESTITUCIÓN POR DESCUBRIMIENTOS* DE RESERVAS 1P DE PETRÓLEO: EE. UU. Y MÉXICO.....	25
FIGURA II-15.- CAMBIOS POR INCORPORACIONES Y POR DELIMITACIONES, DESARROLLOS Y REVISIONES: COMPARANDO EE. UU. CON MÉXICO.....	26
FIGURA II-16.- DECREMENTO EN EL NÚMERO DE POZOS EXPLORATORIOS.....	27
FIGURA II-17.- IMPORTANCIA DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	28
FIGURA II-18.- RELACIÓN ENTRE RESERVAS 3P INCORPORADAS POR DESCUBRIMIENTOS Y EL NÚMERO DE POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS.....	29
FIGURA II-19.- LA RELACIÓN ENTRE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO Y LA EXPLORACIÓN.....	29
FIGURA III-1.- EL VOLUMEN ORIGINAL DE PETRÓLEO DEL PAÍS, 2000 - 2018.....	34
FIGURA III-2.- FACTOR DE RECUPERACIÓN 3P DE PETRÓLEO DE LA NACIÓN.....	40
FIGURA III-3.- LOS 12 CAMPOS MÁS PRODUCTIVOS DE LA NACIÓN.....	41
FIGURA III-4.- FACTOR DE RECUPERACIÓN 3P DE MÉXICO, OMITIENDO LOS 12 CAMPOS CON MAYOR N _p	43
FIGURA III-5.- LOS 10 CAMPOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE MÉXICO.....	46
FIGURA III-6.- PRODUCCIÓN DE CAMPOS ACTIVOS EN 2018, POR AÑOS EN PRODUCCIÓN.....	48
FIGURA III-7.- LA DECLINACIÓN GENERAL DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA.....	50
FIGURA III-8.- EL ASCENSO Y DECLIVE DE LOS CAMPOS MEXICANOS.....	51
FIGURA III-9.- LA PRODUCCIÓN DEL 2018 DE LOS CAMPOS MARINOS Y CAMPOS TERRESTRES, EXCLUYENDO A MALOOB Y ZAAP.....	52
FIGURA III-10.- MAPA DEL ESTIMADO DE INVERSIÓN EN DÓLARES POR CADA 40 KM ² APROXIMADAMENTE.....	53
FIGURA III-11.- LA REALIDAD DE LA PRODUCCIÓN MARINA Y TERRESTRE.....	55
FIGURA III-12.- NÚMERO DE CAMPOS ACTIVOS, 1960-2018.....	56
FIGURA III-13.- LA RELACIÓN DE LOS CAMPOS ACTIVOS CON LA PRODUCCIÓN.....	57
FIGURA IV-1.- EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS 1P DE PETRÓLEO.....	60
FIGURA IV-2.- VOLUMEN NO CONSIDERADO RESERVA DE LA NACIÓN, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018.....	63
FIGURA IV-3.- EL VOLUMEN NO CONSIDERADO RESERVA EN CAMPOS TERRESTRES.....	64
FIGURA IV-4.- LA RELEVANCIA DE LOS CAMPOS TERRESTRES MÁS ANTIGUOS.....	68
FIGURA IV-5.- INFRAESTRUCTURA MÍNIMA EN LOS CAMPOS TERRESTRES.....	69

Tablas

TABLA III-1.- COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA CALCULADA CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA OFICIAL DE PEMEX, 2001 – 2015.	38
TABLA III-2.- LOS 12 CAMPOS MÁS PRODUCTIVOS DEL PAÍS, JERARQUIZADOS POR MAYOR PRODUCCIÓN ACUMULADA.	42
TABLA III-3.- CAMPOS CON PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ENTRE 1960 Y 2018; ACTIVOS E INACTIVOS EN 2018.	44
TABLA III-4.- SITUACIÓN DE LOS CAMPOS ACTIVOS E INACTIVOS EN 2018.	45
TABLA III-5.- LOS 10 CAMPOS CON MAYOR PRODUCCIÓN EN 2018.	47
TABLA III-6.- LOS 10 CAMPOS CON MAYOR PRODUCCIÓN, ENTRE 2003 Y 2018.	49
TABLA III-7.- LOS 10 CAMPOS TERRESTRES CON MAYOR PRODUCCIÓN EN EL 2018.	54
TABLA IV-1.- COMPARACIÓN ENTRE LOS 12 CAMPOS MÁS PROLÍFICOS DEL PAÍS Y EL RESTO DE LOS CAMPOS DEL PAÍS.	59
TABLA IV-2.- LOS 10 CAMPOS TERRESTRES CON MAYOR VOLUMEN NO CONSIDERADO RESERVA (VNCR)	66
TABLA IV-3.- LOS 10 CAMPOS TERRESTRES CON MAYOR VOLUMEN NO CONSIDERADO RESERVA DEL 2018, EXCLUYENDO AL ACTIVO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.	67

Anexos Estadísticos

TABLA A- 1.- HISTÓRICO DEL PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE EXPORTACIÓN, 2000-JULIO DE 2019.	78
TABLA A- 2.- PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DIARIA PROMEDIO, 1999-JULIO DE 2019.	79
TABLA A-3.- EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS NACIONALES DE PETRÓLEO, 1998 - 2018.	80
TABLA A- 4.- DESGLOSE DE LA EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS NACIONALES 1P, 1998-2018.	81
TABLA A- 5.- EVOLUCIÓN DE LA TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL (TRI) DE RESERVAS, POR CATEGORÍAS, 1998-2018.	82
TABLA A- 6.- EVOLUCIÓN DE LA TASA DE RESTITUCIÓN POR DESCUBRIMIENTOS (TRD), 2002-2018.	83
TABLA A- 7.- EVOLUCIÓN DE LA RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN (RRP), 1998-2018.	84
TABLA A- 8.- NÚMERO DE POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS.	85
TABLA A- 9.- EXPLORACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS, 2002-2018.	86
TABLA A- 10.- EXPLORACIÓN EN LAS CUENCAS DEL SURESTE, 2002-2018.	87
TABLA A- 11.- EXPLORACIÓN EN LA CUENCA DEL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO, 2002-2018.	88
TABLA A- 12.- EXPLORACIÓN EN LA CUENCA DE TAMPICO-MISANTLA, 2002-2018.	89
TABLA A- 13.- EXPLORACIÓN EN LA CUENCA DE VERACRUZ, 2002-2018.	90
TABLA A- 14.- EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE PETRÓLEO, 2000-2018.	91
TABLA A- 15.- EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO, EN SUS TRES CATEGORÍAS.	92
TABLA A- 16.- COMPARACIÓN DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN NACIONAL CON EL FACTOR DE RECUPERACIÓN EXCLUYENDO LOS 12 CAMPOS CON MAYOR PRODUCTIVIDAD DEL PAÍS.	93
TABLA A- 17.- EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS 1P DE LOS CAMPOS MARINOS Y CAMPOS TERRESTRES, 1998-2018.	94
TABLA A- 18.- LOS 10 CAMPOS CON MAYOR VOLUMEN ORIGINAL 3P DE PETRÓLEO DE LA NACIÓN, 2018.	95
TABLA A- 19.- LOS 10 CAMPOS CON MAYOR VOLUMEN ORIGINAL REMANENTE 3P DE PETRÓLEO DE LA NACIÓN, 2018.	96
TABLA A- 20.- LOS 10 CAMPOS CON MAYOR VOLUMEN NO CONSIDERADO RESERVA DE LA NACIÓN.	97
TABLA A- 21.- COMPARACIÓN ENTRE LA TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL (TRI) CALCULADA Y LA TRI PUBLICADA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.	98
TABLA A- 22.- COMPARACIÓN ENTRE LOS DESCUBRIMIENTOS REPORTADOS POR PETRÓLEOS MEXICANOS Y LOS REPORTADOS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.	99
TABLA A- 23.- PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DE LOS 437 CAMPOS PRODUCTORES DE MÉXICO.	100

I. Introducción

Al inicio del año 2000, México era uno de los países petroleros más importantes del mercado, esto gracias al descubrimiento y desarrollo del Complejo Cantarell. En 2004, el país alcanzó un pico en su producción nacional promediando 3.4 millones de barriles de petróleo diarios. Desde ese año, la producción nacional de petróleo ha declinado constantemente hasta llegar a 1.81 millones de barriles diarios, en promedio, durante el 2018. La mayor carga de solucionar este problema se le ha impuesto a la exploración petrolera, sin embargo, una de las características de la exploración es la incertidumbre.

La exploración no es capaz de garantizar que sus descubrimientos sean los necesarios como para solucionar este problema, esto se debe a que esta actividad petrolera conlleva cierto grado de incertidumbre en el volumen de los yacimientos/campos que es comercial y técnicamente explotable. Esta probabilidad que la operación no tenga éxito puede reducirse, utilizando las técnicas adecuadas, pero, ya que se trabaja con volúmenes que no se han determinado, no puede eliminarse. Este es el motivo del desarrollo de este trabajo, el cuál presenta el potencial, utilizando datos de producción, reservas y volúmenes, para aplicar técnicas de Recuperación Mejorada.

Este tipo de técnicas tienen como objetivo aprovechar al máximo el volumen ya descubierto por la exploración y determinado por el desarrollo del yacimiento/campo, recuperando un porcentaje de aquel petróleo que no puede ser explotado mediante el agotamiento natural de este. Este tipo de técnicas requieren de estudios más detallados del yacimiento que incluyen: Pruebas de laboratorio, entender el entorno geográfico y social donde se encuentra el yacimiento, así como evaluar económicamente si la rentabilidad de implementar este tipo de técnicas. Esto es necesario para aumentar la probabilidad de éxito de la operación.

Como en este trabajo solo se utilizan datos de producción, reservas y volúmenes, la complejidad de los yacimientos, o de la misma tecnología de Recuperación Mejorada, puede reducir el potencial presentado, sin embargo, a lo largo de la tesis se visualiza la necesidad de crear este balance entre exploración y técnicas de Recuperación Mejorada y el estado crítico en el que se encuentran algunos de los recursos del país, en especial, los campos terrestres.

I.I. Objetivo

Mediante un análisis de datos de producción de petróleo, reservas petroleras y el volumen original de petróleo mostrar la necesidad de apoyar la Exploración Petrolera con técnicas de Recuperación Mejorada, así como, hacer visible el potencial del país para implementar este tipo de metodologías, referenciado al Volumen No Considerado Reserva, todo esto con el fin de incrementar el Factor de Recuperación de petróleo. Al ser un potencial basado solamente en el volumen, tiene la posibilidad de reducirse debido a la dificultad de los yacimientos/tecnología de Recuperación Mejorada.

I.II. Contenido

II. El declive de Cantarell y la situación del país en el 2018

En esta sección se presenta la evolución de la Producción de Petróleo Nacional, haciendo énfasis en el declive de Cantarell. De igual manera, haciendo uso de los indicadores de reservas: Tasa de Restitución Integral, Tasa de Restitución por Descubrimientos y Relación Reservas-Producción, se presenta la evolución de las Reservas Nacionales de Petróleo. Se hace una comparación entre las industrias petroleras de México con respecto a la de Estados Unidos de Norteamérica, con el fin de mostrar los beneficios del no depender esencialmente en la Exploración Petrolera para poder revertir el declive de las reservas y producción de petróleo y enfocarse en el desarrollo eficiente de los descubrimientos. Por último, se muestra la incertidumbre de la exploración la cual, al no ser capaz de garantizar que los descubrimientos reviertan el declive en las reservas y en la producción, necesita el apoyo de técnicas más especializadas como las de Recuperación Mejorada que son capaces de trabajar con volúmenes ya descubiertos y desarrollados.

III. Los campos productores de petróleo de México, al 2018

En esta sección se presenta un análisis del Factor de Recuperación de Petróleo de México y como se sostiene de 12 campos que han producido el 60% de todo el petróleo de la Nación y, al excluirlos de las estadísticas, se observa una evolución muy lenta. Al igual que el Factor de Recuperación, la Producción Nacional de Petróleo se apoya en 10 campos de aguas someras que produjeron $2/3$ de la producción de petróleo en 2018 y como, al analizar la producción de México, muestra una declinación colectiva de los campos. También, se muestra la relevancia de aplicar técnicas de Recuperación Mejorada a los campos terrestres ya que se encuentran en una declinación en la producción desde 1979 y es en esta región terrestre donde están los campos más antiguos de la Nación.

IV. El potencial de la Recuperación Mejorada en México, al 2018

Esta sección muestra el potencial que tiene México como país petrolero utilizando un Volumen No Considerado Reserva, proveniente de sustraer las Reservas 3P de Petróleo al Volumen Original Remanente 3P de petróleo, que representa el 75% del Volumen Original 3P de petróleo de 2018. Se enfoca en los campos terrestres ya que en ellos se encuentra el 60% de este Volumen No Considerado Reserva.

II. El declive de Cantarell y la situación del país en el 2018

En esta sección se muestra el efecto del declive de Cantarell en la Industria Petrolera Nacional, la evolución de las reservas y producción de petróleo en el país, la comparación de México con respecto a Estados Unidos de América, con el fin de mostrar los beneficios de no sólo depender de la Exploración, y el papel que ha tenido la exploración en México en la última década.

Se presenta en la **Figura II-1** un histórico del precio de la mezcla mexicana de exportación (MME), en dólares del 2019 por barril. Entre el año 2011 y hasta el año 2016, la mezcla mexicana de exportación sufrió una caída del 67%. Este acontecimiento afectó todas las operaciones petroleras del país, agravando el declive de los recursos energéticos de la Nación. En julio de 2019, la mezcla mexicana de exportación se vendía a 58.61 dólares.

La caída de la mezcla mexicana de exportación

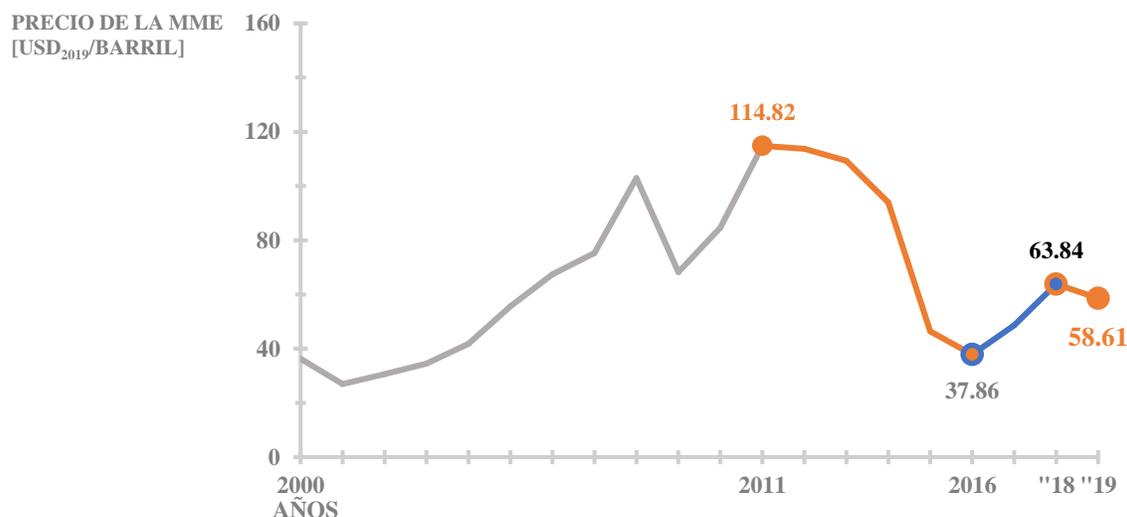


Figura II-1.- La caída del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación.

Nota: Las etiquetas "18 y "19 se refieren al año 2018 y a julio de 2019, respectivamente.

Datos: Petróleos Mexicanos^{[52]-[36]}, al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a **Tabla A- 1**, de los Anexos Estadísticos, para ver la información utilizada.

En este trabajo, se refiere como "Cantarell" al previamente denominado "Complejo Cantarell", compuesto por los campos: Akal, Chac, Kutz y Nohoch, y no al "Activo Cantarell" que actualmente cuenta con 9 campos: Akal, Chac, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Nohoch, Sihil, Takín y Után. En este trabajo "Cantarell" y "Complejo Cantarell" son sinónimos.

Cuando se menciona el "Complejo Ku-Maloob-Zaap", se está haciendo referencia a los campos Ku, Maloob y Zaap y no al actual "Activo Ku-Maloob-Zaap" que se compone de los 18 campos: Ayatsil, Bacab, Baksha, Chapabil, Kayab, Ku, Lum, Maloob, Mene, Nab, Numan, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil, Zaap y Zazil-Ha.

Las **estadísticas** presentadas, se encuentran **al 31 de diciembre de cada año**.

II.I. Complejo Cantarell, soporte de la Industria Petrolera Nacional

El papel de Cantarell en el desarrollo del país es indiscutible, al ser uno de los campos más productivos. Pocos son los campos que tienen las dimensiones de este recurso, sin embargo, a partir del 2004, se presentó un rápido declive en su producción y sus reservas. En esta sección se muestra como este campo fue el que impulsó al país y como, al no haber planificado medidas preventivas, su caída afectó a la Nación y a la Industria Petrolera Nacional, coadyuvado por el descenso en el precio de la mezcla mexicana de exportación.

En la **Figura II-2** se presenta la producción nacional de petróleo, desde 1999 y hasta 2018. La base de la producción en la figura es de 1.5 millones de barriles diarios para visualizar mejor los cambios en este periodo.

El declive de la producción nacional de petróleo

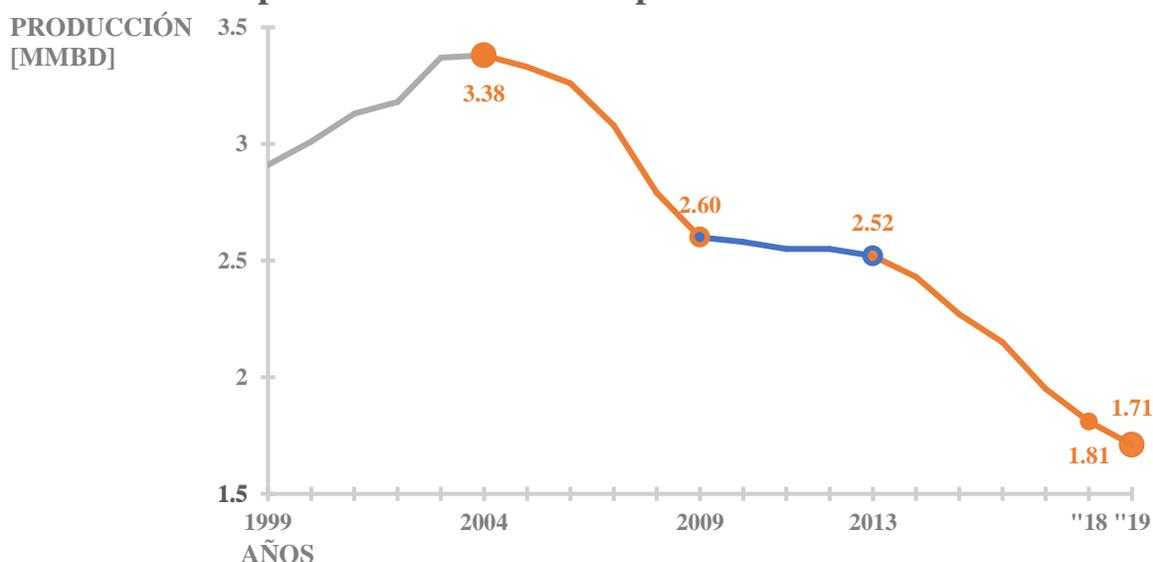


Figura II-2.- El declive de la producción nacional de petróleo

Nota: Las etiquetas "18 y "19 se refieren al año 2018 y a septiembre de 2019, respectivamente.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 2**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada de las Reservas Nacionales.

La producción de petróleo de México en 2004 fue de 3.38 millones de barriles diarios. Desde 2004 y hasta 2009 se presentó una reducción del 23% en la producción petrolera del país. Entre 2009 y 2013, existe un breve periodo de relativa estabilización. A partir 2013, se nota un rápido declive en la producción hasta llegar a 1.81 millones de barriles diarios, en el 2018. Durante septiembre de 2019, se tuvo una producción nacional de petróleo de 1.71 millones de barriles diarios.

Esto parcialmente se debe a que, la columna vertebral de la Industria Petrolera Nacional, Cantarell, ya había bajado su producción a caudales menores a 60 mil barriles diarios lo que condujo a estos efectos catastróficos a nivel nacional.

En la **Figura II-3** se muestra la producción de Cantarell, desde 1979 y hasta 2018, a la par, se grafica la producción nacional de petróleo, desde 1960 y hasta 2018.

El ascenso y caída del Complejo Cantarell

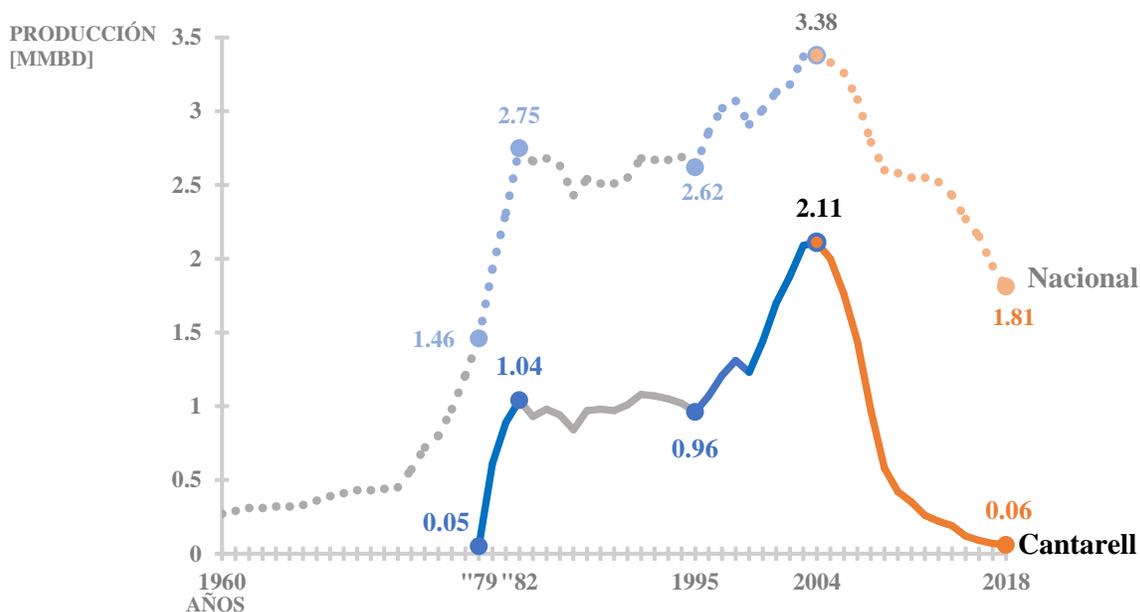


Figura II-3.- El ascenso y declive de Cantarell

Nota: Las etiquetas "79 y "82, en el eje AÑOS, representan los años 1979 y 1982, respectivamente.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

La producción inicial de Cantarell fue de 50 mil barriles diarios de petróleo en el año 1979. Esto representó el 3% de la producción nacional de ese año (1.46 millones de barriles diarios de petróleo).

Entre los años 1979 y 1982, Cantarell tuvo un rápido ascenso en su producción rebasando la marca del millón de barriles diarios de petróleo, en ese último año. Esto se reflejó en la producción nacional de petróleo al duplicarse en ese mismo periodo, alcanzado los 2.75 millones de barriles diarios de petróleo en 1982.

Entre 1982 y 1995, se presentó un periodo de estabilización en el cual, en el último año, se notó un ligero declive para ambos. Con la entrada del Proyecto de Optimización de Cantarell, se presentó un rápido ascenso tanto para Cantarell como para la producción nacional de petróleo, entre los años de 1995 y 2004.

En 2004, se alcanzó un pico de producción de 2.11 millones de barriles diarios de petróleo, por parte de Cantarell, y de 3.38 millones de barriles de petróleo diarios en la producción nacional de petróleo. Cantarell representó más de la mitad de esa producción. A partir de ese año, se presentó un rápido declive en la producción de Cantarell, afectando consecuentemente a la producción nacional de petróleo al caer a un ritmo parecido. En septiembre de 2019, Cantarell vuelve presentar una producción similar a la de su arranque en 1979 reportando 55.2 miles de barriles diarios.

En la **Figura II-4** se presenta un desglose de la producción nacional de petróleo del 2018, donde se especifica el aporte de Complejo Cantarell, Complejo Ku-Maloob-Zaap y el resto de los campos.

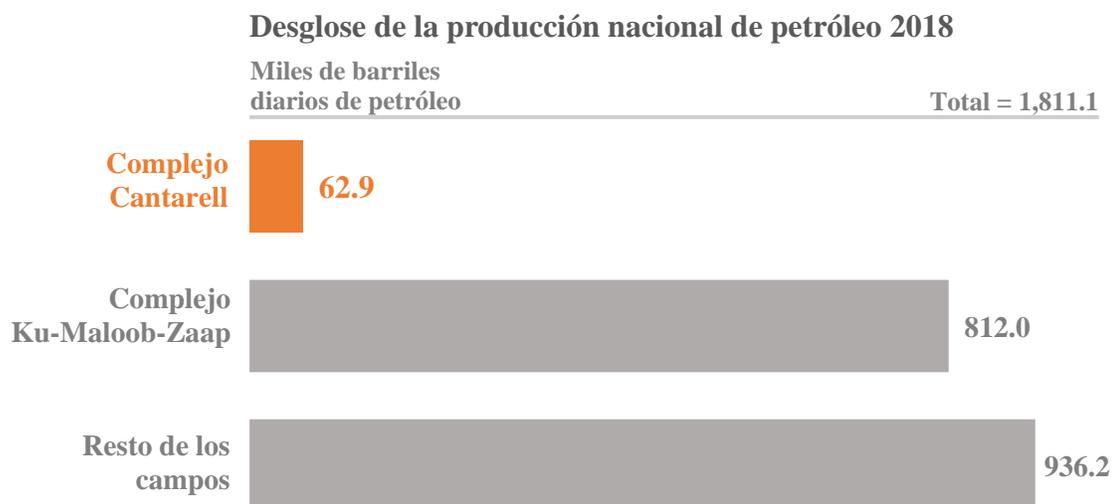


Figura II-4.- Desglose de la producción nacional de petróleo 2018

Nota 1: La categoría “Resto de los campos”, representan 198 de los 207 campos que reportan producción en 2018.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2] al 31 de diciembre de 2018.

De la producción nacional de petróleo de 2018 (1,811.1 miles de barriles diarios), Cantarell representó solamente el 3%. Mientras tanto, el Complejo Ku-Maloob-Zaap, representó cerca de la mitad de toda la producción del país, muy cerca de la producción colectiva de los 198 campos restantes que estuvieron activos en 2018.

La situación no solo es precaria en el sector de producción, también las reservas han sufrido duros golpes en las últimas décadas.

De acuerdo con el Petroleum Resources Management System^[55], las reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas, a partir de una fecha establecida, todo esto bajo condiciones definidas.

Las reservas 1P son aquellas en las que se tiene por lo menos el 90% de certeza de su extracción, las reservas 2P y 3P son aquellas en las que se tiene por lo menos el 50% y 10%, respectivamente. Estas reservas se conforman por las reservas probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3), que rigen el porcentaje de certidumbre. Esto lleva a que las reservas 1P sean las que definan los aspectos económicos inmediatos, evaluados por calificadoras de carácter global, y las 2P y 3P sirvan para una planificación gubernamental para programar esfuerzos y capital con el objetivo de añadir parte de ese volumen en las reservas 1P.

Las reservas 1P están constituidas solo por las reservas probadas (P1), las reservas 2P son las reservas 1P [reservas probadas (P1)] más las reservas probables (P2) y las reservas 3P son las reservas 2P [reservas probadas (P1) + reservas probables (P2)] más las reservas posibles (P3).

En la **Figura II-5** se presenta la evolución de las reservas nacionales de petróleo de México desde 1998 hasta el 2018.

La caída de las reservas nacionales de petróleo

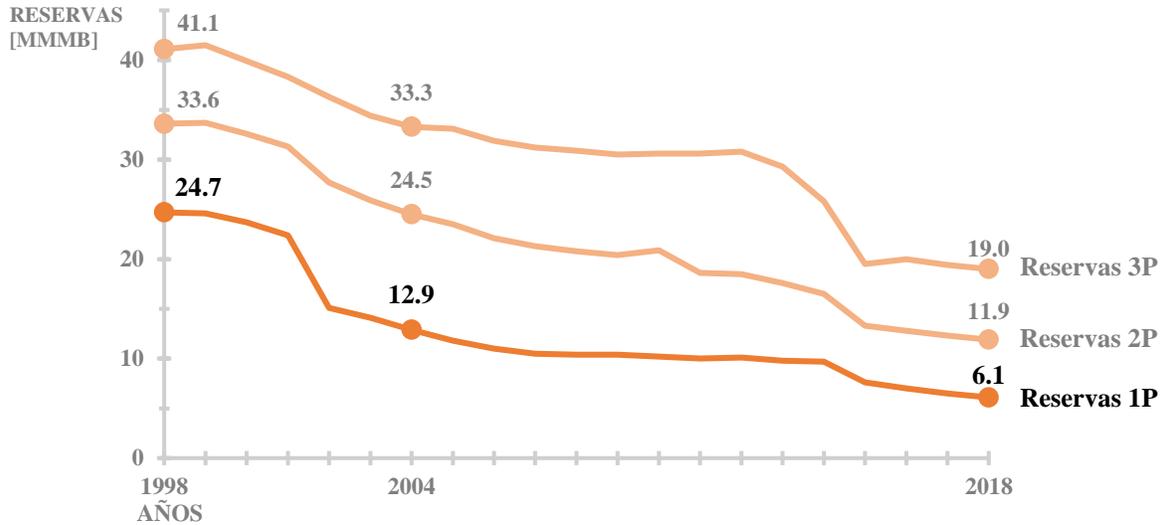


Figura II-5.- La caída de las reservas nacionales de petróleo
 Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[41][7]}, al 31 de diciembre de cada año.
 Referirse a la **Tabla A-3**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada de las Reservas Nacionales.

Las reservas han presentado una declinación constante desde 1998. En el 2004, cuando Cantarell se encontraba en el pico de su producción (**Ver. Figura II-3**), el valor de las reservas 1P era de 12.9 miles de millones de barriles y en 2018 presentaron 6.1 miles de millones de barriles, esto representa una disminución mayor al 50%.

Uno de los problemas principales de esta caída, en las reservas del país, se ha debido a la imposibilidad de haber logrado substituir, con descubrimientos, las extracciones anuales Cantarell. Así como fue uno de los soportes vitales para la producción nacional, también lo fue para el país en materia de reservas porque, además, casi todos los campos han sufrido una declinación, como se muestra en la **Figura II-6**.

Desglose del descenso en las reservas 1P

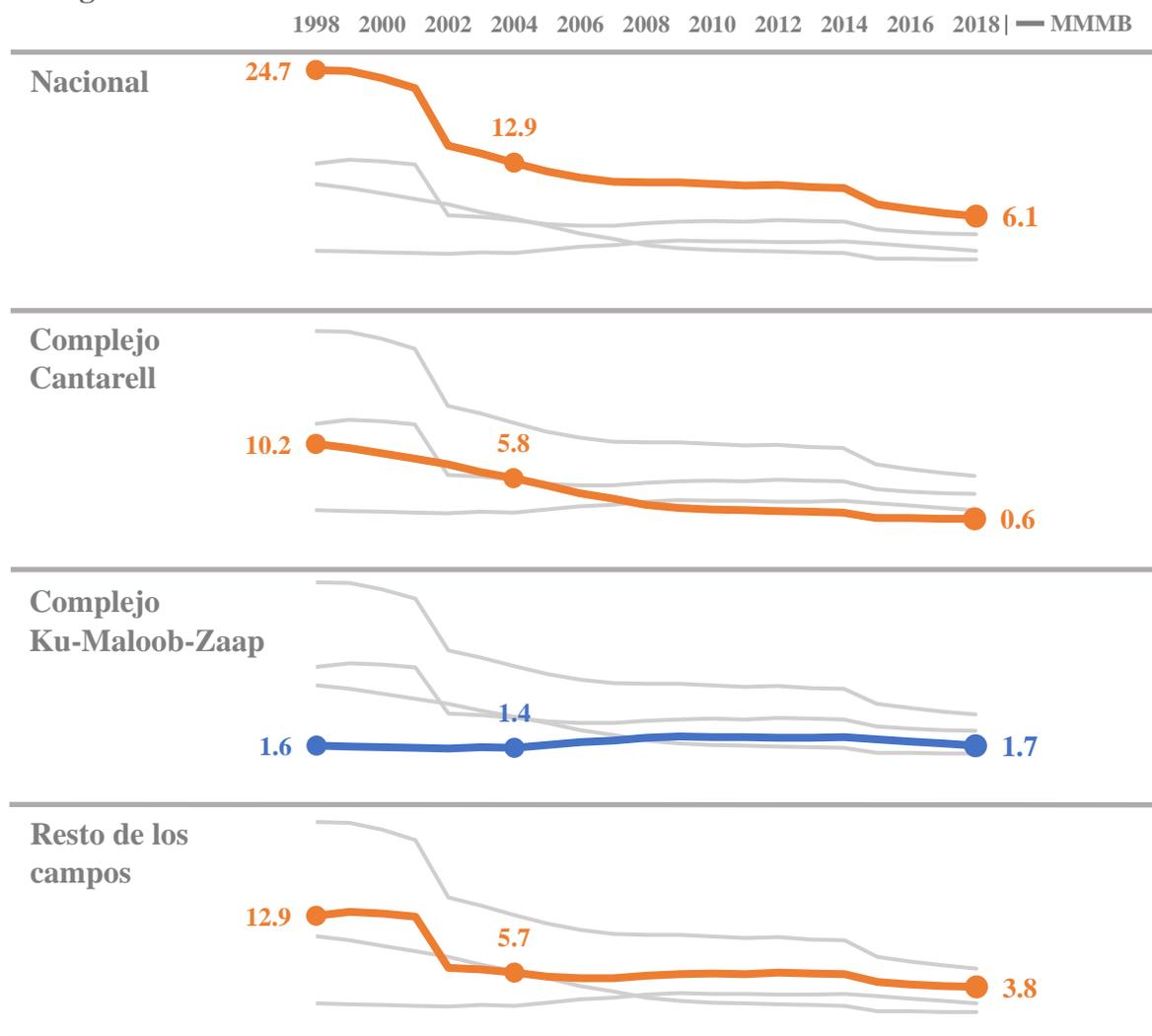


Figura II-6.- Desglose del descenso de las reservas 1P

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[41(7)] al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 4**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada de estas categorías.

Como se mencionó las reservas 1P de la Nación han declinado en más de un 50% desde que comenzó la caída en la producción de Cantarell, en 2004 (**Ver Figura II-5**). Parcialmente es porque, en ese mismo periodo, las reservas probadas de Cantarell declinaron de 5.8 miles de millones de barriles a 600 millones de barriles en 2018, una caída del 90%, pasando de tener cerca del 45% de las reservas 1P del país, en 2004, a sólo el 9% en el 2018. El Complejo Ku-Maloob-Zaap ha logrado mantenerse relativamente estable desde 1998 y hasta 2018, respaldando el 28% de las reservas 1P de México. El resto de los campos han presentado una caída del 30%, de manera colectiva.

La reducción en reservas se debe a diversas razones económicas, sociales y técnicas. De igual forma, existen varios métodos de incorporación de reservas.

Estos se dividen en 4 categorías:

1. Descubriendo nuevos campos.
2. Descubriendo nuevos yacimientos.
3. Extensión de yacimientos en campos ya descubiertos.
4. Redefiniendo reservas debido a cambios en la evaluación económica de la tecnología de extracción e implementación de proyectos de Recuperación Mejorada.

Esto se resume a cambios en el precio del petróleo y a métodos de exploración y métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada. Los métodos de exploración y el desarrollo de campos engloban las 3 primeras categorías para la adición de reservas, en las cuales se apuesta por descubrir o extender un volumen de hidrocarburos utilizando técnicas e información de geología, geofísica y comportamiento de yacimientos, para luego poder determinar la comercialidad de parte de ese volumen.

Los métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada, en cambio, utilizan los volúmenes ya descubiertos y desarrollados para poder extraer la mayor cantidad posible del volumen descubierto, utilizando información de las propiedades geológicas y fisicoquímicas del sistema roca-fluido, mejorando las prácticas de producción y además eligiendo la técnica más conveniente de explotación. Este tipo de metodologías requieren la recopilación y el análisis de una cantidad suficiente de datos para poder lograr una caracterización mucho más detallada, al igual de pruebas de laboratorio y de campo, haciendo que disminuyan el riesgo económico y técnico para su desarrollo, y se justifique la construcción de instalaciones especializadas en la zona.

II.II. Indicadores de reservas

En el país, esencialmente, la gran mayoría de los esfuerzos se han concentrado en métodos de exploración y, en mucho menor alcance, en Recuperación Secundaria para generar una mejora en la situación del Sector Hidrocarburos, sin embargo, la exploración petrolera requiere de apoyo para resolver la situación del país. Una herramienta para evaluar esta situación son los indicadores de reservas. Estos comparan los cambios de las reservas con la producción de petróleo.

La Tasa de Restitución Integral de reservas en un periodo dado, de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[0], se obtiene mediante el cociente del total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, entre el volumen producido en el mismo periodo.

El total de reservas se deriva de la actividad de los factores: incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos (refiriéndose a incrementos o reducciones en la estimación de reservas debido a la perforación de pozos de desarrollo), y revisiones (éstas siendo el resultado de variaciones originadas del desempeño presión-producción de los yacimientos, actualizaciones de los modelos geofísicos, geológicos y de simulación, así como cambios en el precio del hidrocarburo y costos de producción).

$$TR_{Integral} = \frac{\text{Incorporación} \pm \text{Delimitación} \pm \text{Desarrollo} \pm \text{Revisiones}}{\text{Producción}} \times 100$$

Utilizando datos generales y públicos referentes a las reservas y producción de petróleo al 31 de diciembre de cada año, la Tasa de Restitución Integral de reservas de petróleo presentada en este trabajo, se calculó con la siguiente fórmula. Usando como ejemplo la Tasa de Restitución Integral de reservas 1P de petróleo, a un año “n”:

$$TR_{Integral\ 1P\ @n} = \frac{(\text{Reservas } 1P_{@n} - \text{Reservas } 1P_{@n-1}) + \text{Producción}_{@n}}{\text{Producción}_{@n}} \times 100$$

En la elaboración de este trabajo se encontraron ligeras diferencias entre los datos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[0][10]}, y los calculados, sin embargo, estas diferencias son menores al 1%, en general. **(Ver Tabla A- 21, de los Anexos Estadísticos)**

En la **Figura II-7** se presenta la variación de la Tasa de Restitución Integral (TRI) de reservas de petróleo, para las categorías 1P, 2P y 3P.

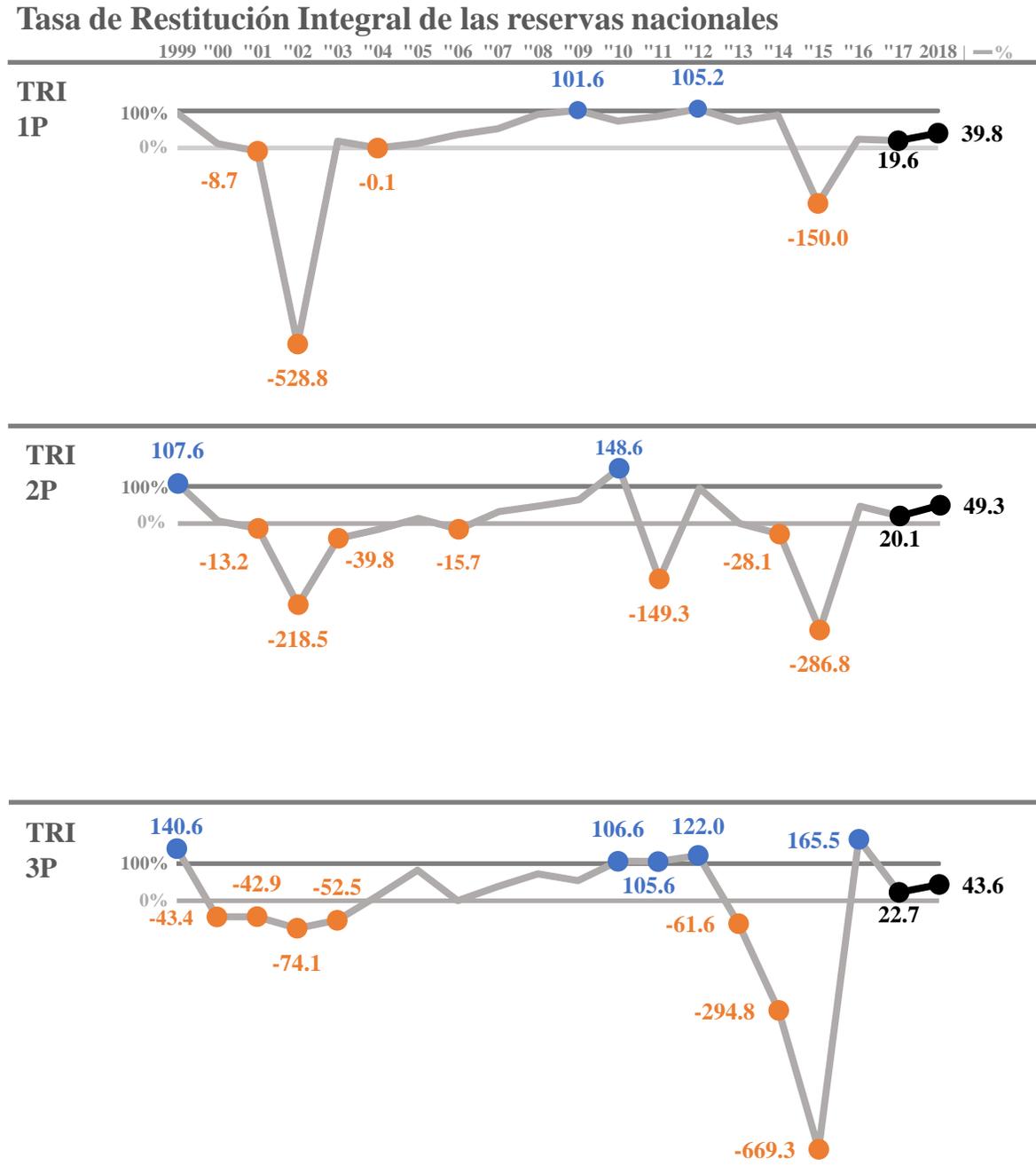


Figura II-7.- La tasa de restitución integral de las reservas nacionales
 Nota: Las etiquetas desde “00 y hasta “17, en el eje, representan los años desde 2000 y hasta 2017.
 Datos de reservas y producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[2][4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.
 Referirse a la **Tabla A- 5**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada de la tasa de restitución integral de reservas.
 Los **puntos azules** representan aquellos años en los que la Tasa de Restitución Integral de reservas es **mayor al 100%**, los **puntos naranjas** son aquellos años en los que la TRI ha sido **menor al 0%**, los **puntos negros** representan los **últimos dos años**.

Las reservas 1P del país presentaron un periodo de restitución aceptable entre 2008 y hasta 2014. En estos años, se restituía casi totalmente la producción petrolera de estos, (incluso en los años 2009 y 2012, se restituyeron completamente). Sin embargo, del 2015 en adelante, no se ha presentado este acontecimiento.

Las reservas 2P y 3P, con incertidumbre del 50% y 10%, respectivamente, de su viabilidad técnica y económica, son las que han presentado más valores negativos. Del 2017 al 2018, se observa un ligero aumento en la restitución de las reservas, en todas sus categorías. Aún con esto, se tiene el problema de que, no se restituyen parcialmente las reservas del país causando el agotamiento paulatino de estas.

La Tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD) de un periodo permite ver el aporte real de la exploración referenciándolo a la producción. De acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[0], este indicador se obtiene mediante el cociente del total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo derivada de la actividad de incorporación exploratoria, dividido entre el volumen producido en el mismo periodo.

$$TR_{\text{Descubrimientos}} = \frac{\text{Incorporación}}{\text{Producción}} \times 100$$

Para este cálculo se utilizaron las publicaciones “Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos”, realizadas por Petróleos Mexicanos^{[18]-[35]}, como fuente de los volúmenes por descubrimientos. Se hizo una comparación del volumen por descubrimientos con las “Presentaciones sobre reservas”, publicadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[10]-[17]}, para verificar que los volúmenes descubiertos a partir del 2014, publicados por PEMEX, fuesen los de la Nación y no solamente sus asignaciones. Ambos trabajos presentan los mismos volúmenes en todas sus ediciones, exceptuando, las ediciones al 1 de enero de 2018 y 2019.

Existen dos discrepancias entre “Presentación. Reservas 1P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2018 (20ª Sesión Extraordinaria 2018)”^[11] y “Presentación. Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2018 (32ª Sesión Extraordinaria 2018)”^[12], ambas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con respecto a la publicación por parte de Petróleos Mexicanos, “Evaluación de las reservas de hidrocarburos 1 de enero de 2018”^[19].

Primeramente, el volumen reportado para el **campo Nobilis**, en la cuenca de Golfo de México Profundo, para el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos reporta una reserva 3P de petróleo de **16.8 millones de barriles**, en cambio, Petróleos Mexicanos reporta una reserva 3P de **141.7 millones de barriles**.

La segunda, es el **campo Xikín**, en las Cuencas del Sureste, para el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos **no reporta volumen alguno**, a diferencia de Petróleos Mexicanos que reporta volúmenes de **72.2 millones de barriles en la reserva 1P de petróleo, 129.5 millones de barriles en la reserva 2P de petróleo y 79.8 millones de barriles en la reserva 3P de petróleo**.

De igual forma, existen dos discrepancias entre “Presentación. Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2019 (21ª Sesión Extraordinaria 2019)”, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con respecto a la publicación por parte de Petróleos Mexicanos, “Evaluación de las reservas de hidrocarburos 1 de enero de 2019”.

Primeramente, el volumen reportado para el **campo Doctus**, en la cuenca de Golfo de México Profundo, al cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos solo reporta una reserva 3P de Petróleo de **8.5 millones de barriles** y Petróleos Mexicanos reporta un volumen **19.9 millones de barriles** en la misma categoría.

La segunda, es el **campo Ixachi**, en la Cuenca de Veracruz, para el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos **no reporta volumen alguno** y Petróleos Mexicanos reporta volúmenes de **110.2 millones de barriles en la reserva 1P de petróleo**, **292 millones de barriles en la reserva 2P de petróleo** y **392.9 millones de barriles en la reserva 3P de petróleo**.

(Ver Tabla A- 22, de los Anexos Estadísticos)

En este trabajo se utilizaron los valores reportados por Petróleos Mexicanos con la finalidad de tomarlo como el mejor escenario para la exploración. Sin tomar en cuenta las diferencias entre ambas publicaciones, los datos calculados presentan una diferencia menor al 1% con respecto a los publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[0], para el resto de los años.

En la **Figura II-8** se presenta la Tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD) de reservas de petróleo, por categorías.

Tasa de Restitución por Descubrimientos a las reservas nacionales

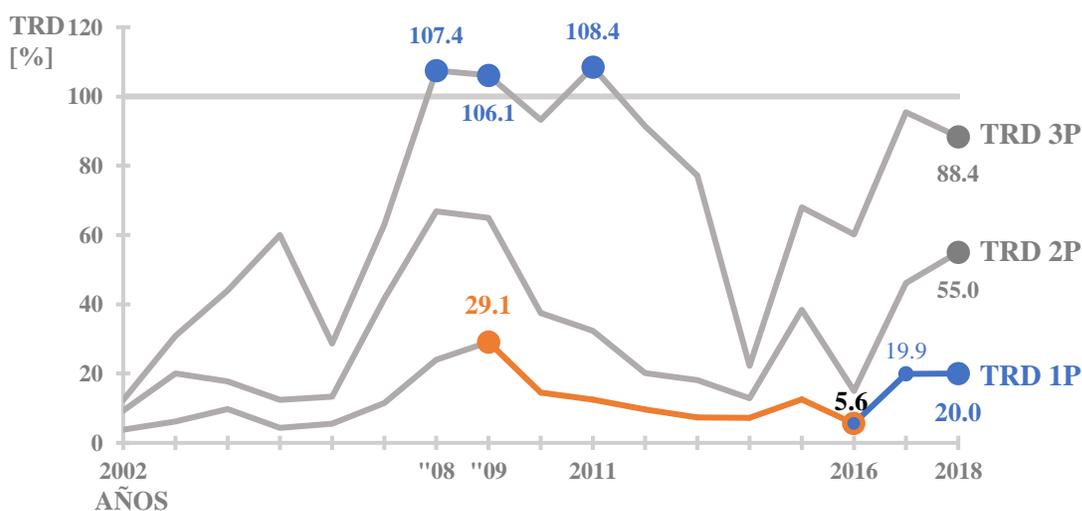


Figura II-8.- Tasa de Restitución por Descubrimientos de reservas nacionales

Nota: Las etiquetas “08 y “09, en el eje AÑOS, representan los años 2008 y 2009, respectivamente.

Datos de incorporaciones por descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 6**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada de la Tasa de Restitución por Descubrimientos.

Analizando la **Figura II-8**, solo las reservas 3P han logrado restituir en su totalidad a la producción nacional de petróleo, en 2008, 2009 y 2011. La restitución por descubrimientos de reservas 1P, aquellas que tienen un valor tangible inmediato, presentó un declive desde 2009 y hasta 2016, pasando de casi restituirse el 30%, de una producción anual de petróleo de 950.3 millones de barriles, a cerca del 6%, de una producción anual de petróleo menor de 787 millones de barriles. En el 2017 y 2018, se presentó un aumento importante, debido a los descubrimientos en los campos Xikín (72.2 millones de barriles) e Ixachi (110.2 millones de barriles), representando una restitución para estos años del 20%. Esto representó la mitad de toda la restitución integral de las reservas 1P, algo que, como se muestra en la **Figura II-9**, es un acontecimiento no usual.

Cambios por incorporaciones y por delimitaciones, desarrollo y revisiones* en Reservas 1P

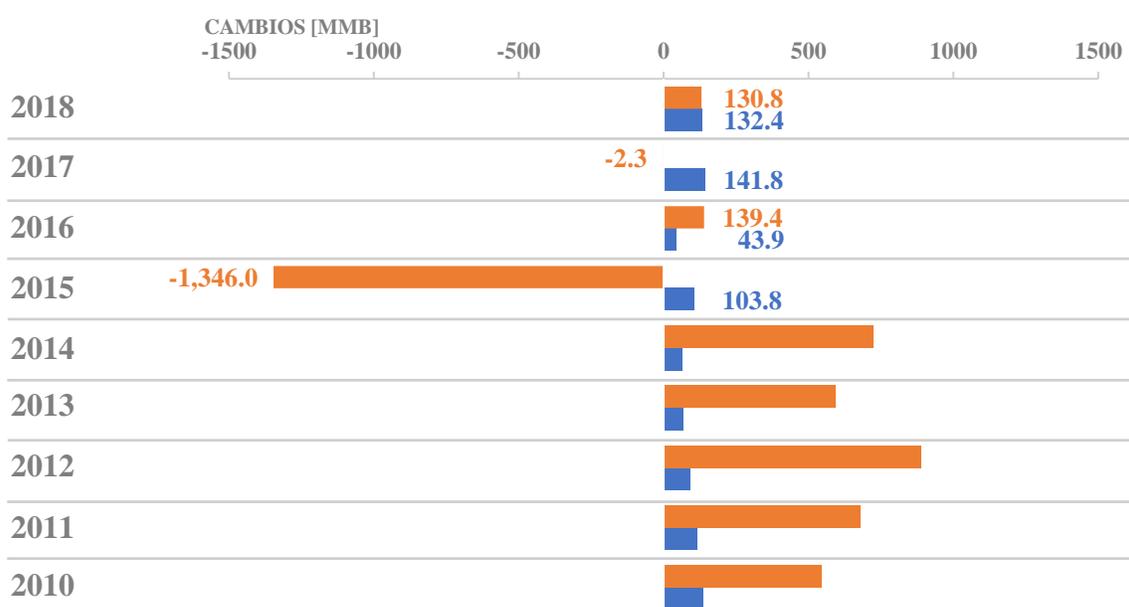


Figura II-9.- Cambios por incorporaciones y por delimitaciones, desarrollo y revisiones

*El cambio por delimitaciones, desarrollo y revisiones se obtuvo restando las incorporaciones, publicadas por Petróleos Mexicanos, al cambio total que hubo en las reservas.

Datos de reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de incorporaciones por descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

En general, las delimitaciones, desarrollo y revisiones son aquellas que han creado cambios sustanciales, tanto positivos como negativos, en las reservas 1P de la Nación. Enfocándose en los últimos 4 años, en 2016, 2017 y 2018, existió una aportación por descubrimientos tangible en las reservas 1P al equipararse con el efecto positivo de las delimitaciones desarrollo y revisiones, incluso en 2017, fue la exploración la única que logró adicionar reservas 1P. En el 2015, los efectos negativos de la delimitación, desarrollo y revisión de los campos fueron tan grandes que, aunque hubo grandes descubrimientos, no fueron capaces de generar un aumento en las reservas. Con esta gráfica se pretende ilustrar que, aunque la adición de campos nuevos es vital para una industria petrolera saludable, también es necesario el correcto desarrollo y estudio de los campos para incrementar o mantener las reservas de la Nación.

Por último, se presenta la Relación Reserva-Producción. De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[0], la Relación Reserva-Producción describe, en términos promedio, el número de años en el que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción promedio del mismo periodo.

En la **Figura II-10**, se presenta la Relación Reserva-Producción (RRP), para todas las categorías de las reservas.

Relación Reservas-Producción, por categoría

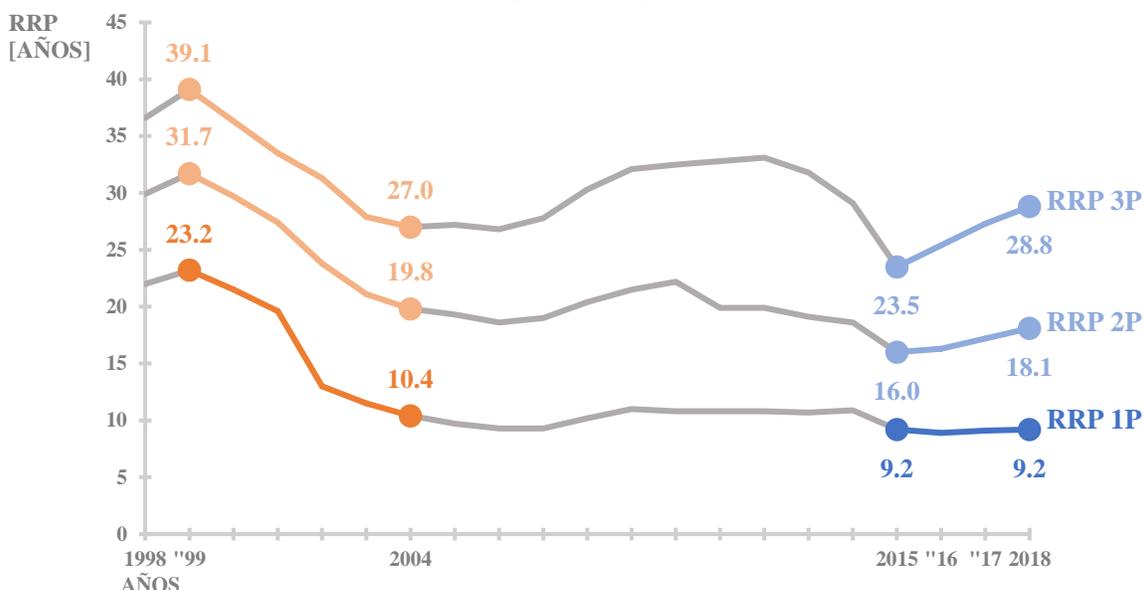


Figura II-10.- Relación Reservas-Producción, por categoría

Nota: Las etiquetas "99, "16 y "17, en el eje AÑOS, representan los años 1999, 2016 y 2017, respectivamente.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[2][4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 7**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada de la Relación Reserva-Producción.

La relación, para cada categoría de reservas, ha variado enormemente, entre 1998 y 2018. Viendo las reservas 1P, en 1999 se alcanzó un pico global de más de 20 años. Más adelante, al presentarse un rápido aumento en la producción nacional de petróleo, promovido por el Complejo Cantarell (**Ver Figura II-3**), se presentó un declive importante en este indicador. Esto quiere decir que la incorporación de reservas no fue capaz de seguir el paso a la producción nacional e incluso redujo en casi 13 años la relación con las reservas 1P. Con el rápido declive de Cantarell, las adiciones en las reservas 1P lograron presentar una relativa estabilización en esta relación, sin embargo, esto es preocupante ya que, como aun declina la producción nacional y esta relación permanece constante, quiere decir que las incorporaciones a las reservas 1P, son cada vez menores. Si el objetivo Nacional es aumentar la producción nacional de petróleo, se necesitan incorporaciones importantes en las reservas nacionales, o por lo menos, paulatinas garantizadas que vayan de acuerdo con el cambio en la producción petrolera, de otra manera, se acabará el negocio petrolero más rápido de lo planeado.

II.III. Estados Unidos de América y México

En las siguientes estadísticas se presenta una comparación entre Estados Unidos de América y México. Se optó por esta comparación para presentar la situación de Estados Unidos, donde, hasta el año 2008, existió un gran declive, y, posteriormente, un rápido ascenso en su producción nacional de petróleo y visualizar el comportamiento de sus indicadores de reservas, en estos periodos. A la par, se presentarán los indicadores de México, con fechas de interés.

En la **Figura II-11** se tiene la producción de Estados Unidos y México, entre los años 1970 y hasta 2018.

Producción nacional de petróleo: Comparando EE. UU. con México

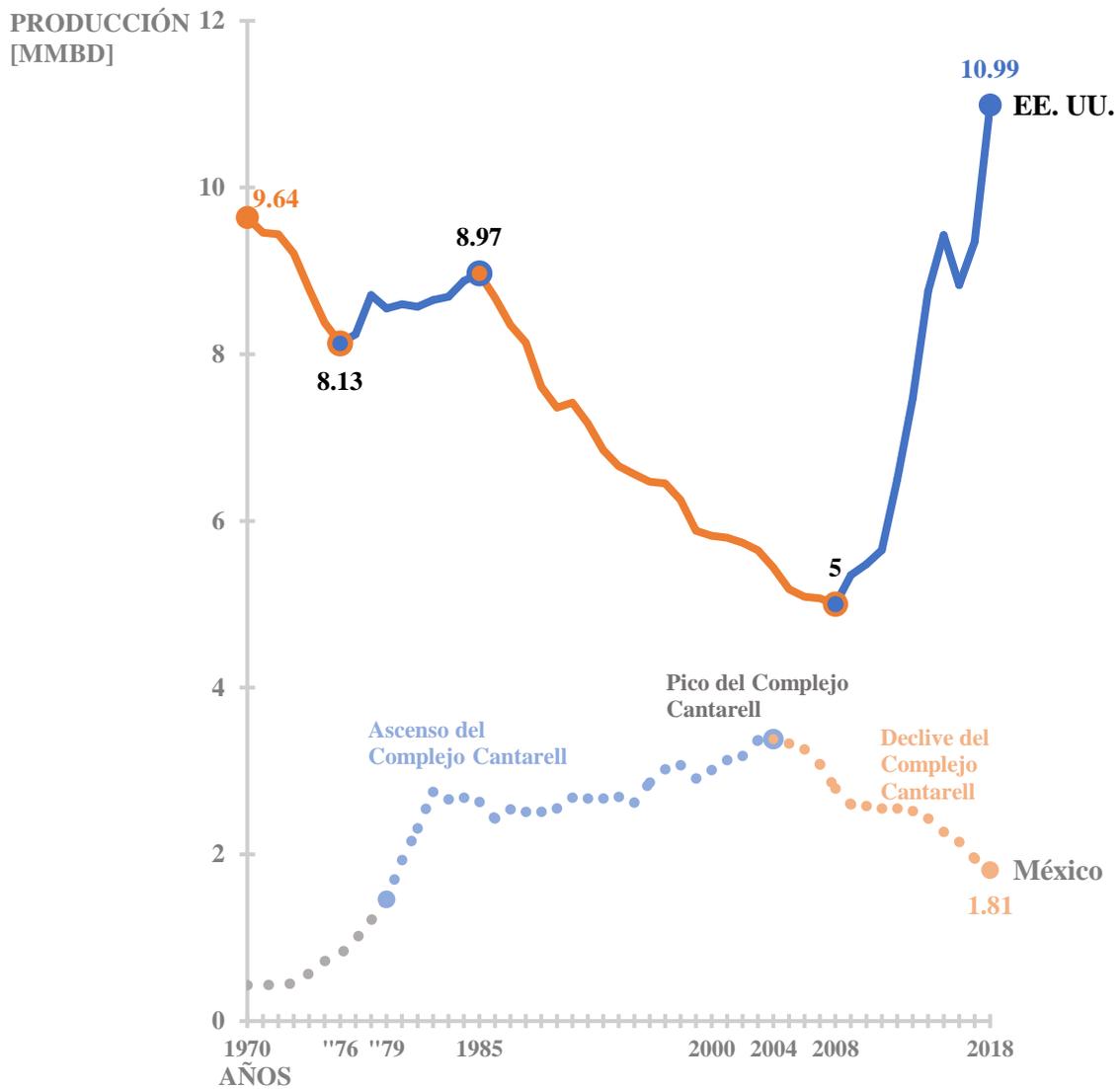


Figura II-11.- Producción nacional de petróleo: Comparando EE. UU. con México
 Nota: Las etiquetas "76 y"79, en el eje AÑOS, representan los años 1976 y 1979, respectivamente.
 Datos de EE. UU.: U.S. Energy Information Administration^[53], al 31 de diciembre de cada año.
 Datos de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos, al 31 de diciembre de cada año.

En 1970, Estados Unidos alcanzó un pico de producción nacional de petróleo de 9.64 millones de barriles diarios. Durante 6 años posteriores, se presentó un declive importante produciendo, en 1976, 8.13 millones de barriles diarios, lo que representa una reducción del 16% con respecto a la cifra de 1970. Se logró rectificar la situación aumentando la producción hasta casi 9 millones de barriles diarios, en 1985. A partir de ese año, se presentó una declinación en la producción nacional que duraría más de dos décadas. Desde 2008, Estados Unidos ha generado un enorme ascenso, pasando de 5 millones de barriles diarios a casi 11 millones de barriles diarios, en 2018 (y alcanzando brevemente 12 millones en el 2019), la mayor producción en toda la historia petrolera de ese país.

En la **Figura II-12** se presenta el contraste entre la Relación reservas 1P-producción nacional de ambos países.

Relación reservas 1P-producción nacional: Comparando EE. UU. con México

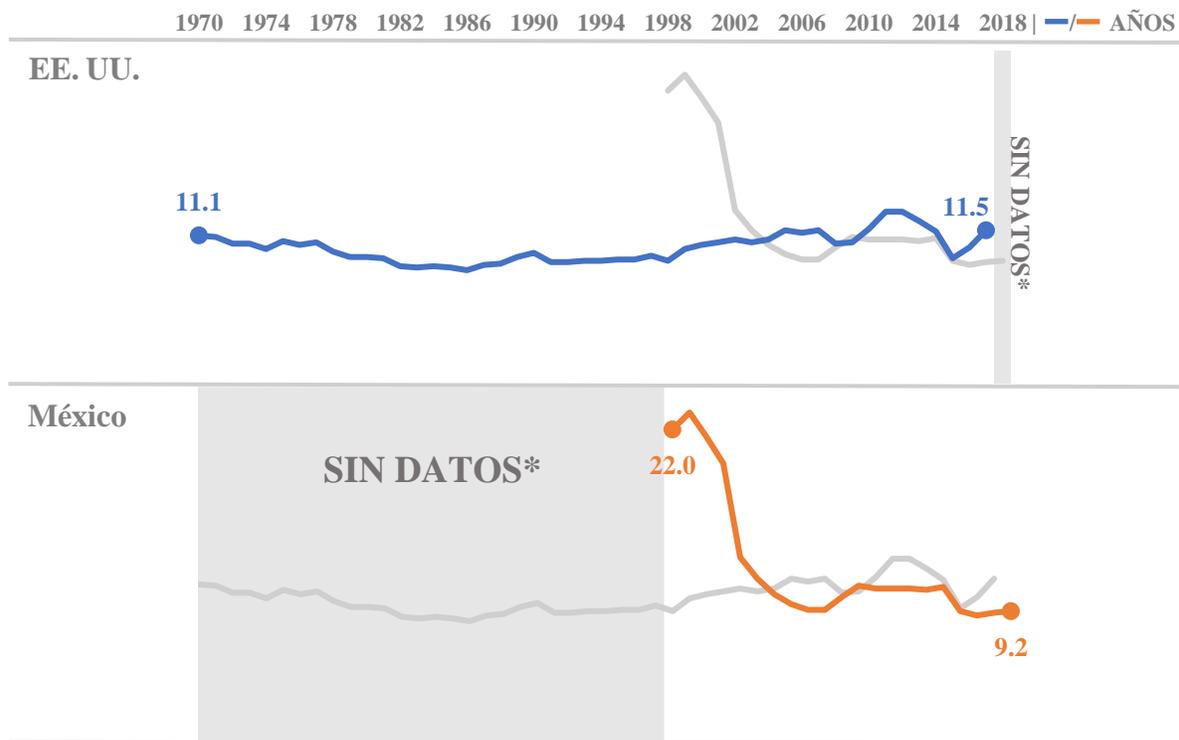


Figura II-12.- Relación reservas 1P-producción nacional: Comparando EE. UU. con México

* Al momento de realizar este trabajo, no se han publicado las reservas probadas de petróleo de los Estados Unidos de Norteamérica. También, no se han encontrado datos de reservas probadas de petróleo, previas a las publicadas al 1 de enero de 1999.

Datos de EE. UU.: U.S. Energy Information Administration^{[53][54]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[2][4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Se observa que la Relación reservas 1P-producción, de Estados Unidos, se ha mantenido relativamente constante desde 1970 y hasta 2017. Tomando en cuenta que su producción nacional ha variado enormemente en ese mismo periodo, esto quiere decir que su incorporación, o reducción, a las reservas 1P, han ido a la par de los cambios en la producción. Una de las razones es su alta restitución de reservas como se muestra en la **Figura II-13**, en donde se presenta la Tasa de Restitución Integral (TRI) de reservas 1P de Estados Unidos y México.

Tasa de Restitución Integral de reservas 1P: Comparando EE. UU. con México

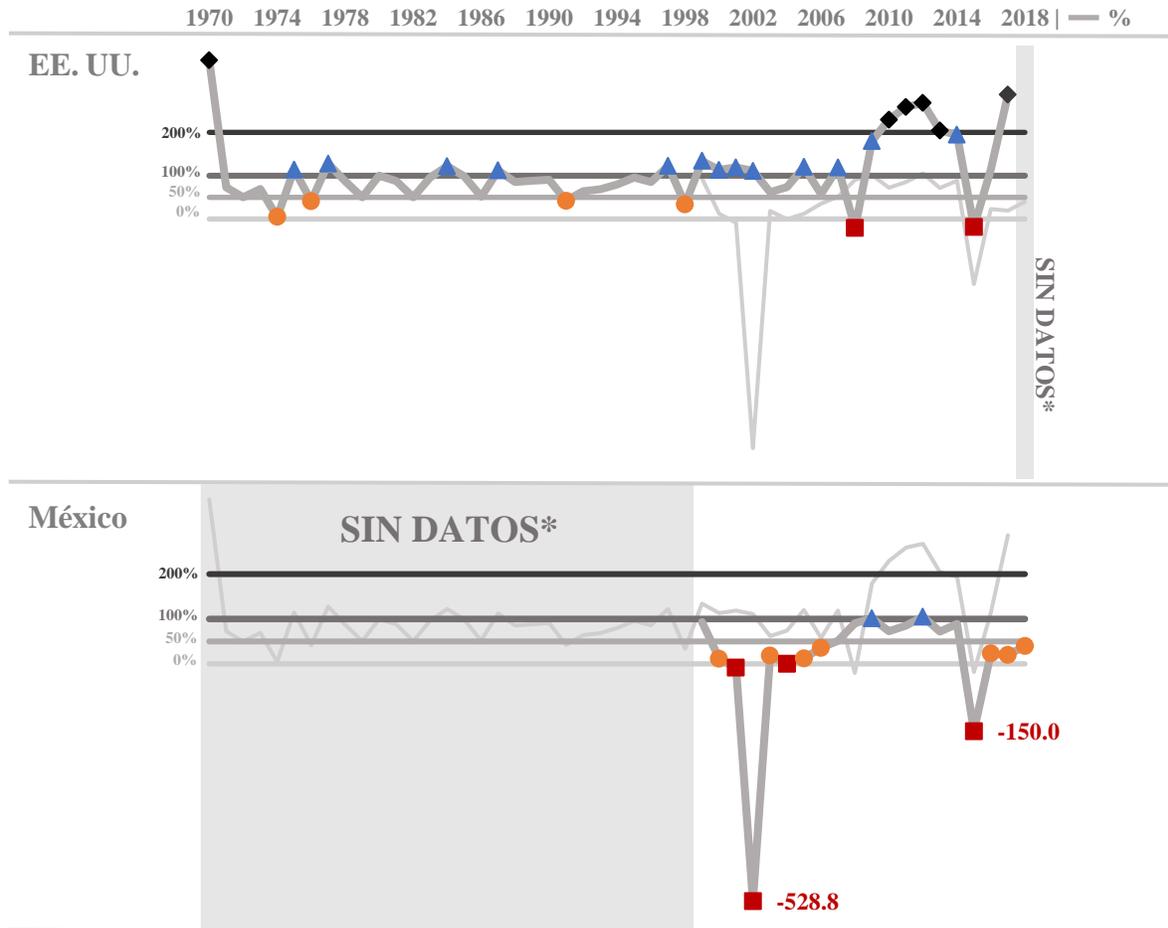


Figura II-13.- Tasa de Restitución Integral de reservas 1P: Comparando EE. UU. con México

* Al momento de realizar este trabajo, no se han publicado las reservas probadas de petróleo de los Estados Unidos de América. También, no se han encontrado datos de reservas probadas de petróleo, previas a las publicadas al 1 de enero de 1999.

Datos de EE. UU.: U.S. Energy Information Administration^{[53][54]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[2][4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Los **◆** representan las veces en que la TRI ha sido **igual o mayor al 200%**, los **▲** si ha sido **mayor o igual al 100% y menor al 200%**, los **●** si ha sido **menor al 50% y mayor al 0%** y los **■** si ha sido **menor al 0%**.

Estados Unidos ha logrado sustituir numerosas veces su producción anual en un 100%. Después del 2000, ha logrado superar la marca del 200%. Son contadas las veces que ha restituido menos del 50% de su producción anual y todavía menos las veces que ha tenido restituciones negativas. México tampoco ha presentado restituciones negativas tan frecuentemente, sin embargo, el problema está en que en dos ocasiones las revisiones, delimitaciones y el desarrollo fueron tan grandes que han afectado las reservas gravemente. Otro de los problemas es que a México le resulta difícil superar la marca del 50% de restitución.

En la **Figura II-14** se presenta la Tasa de Restitución por Descubrimientos de reservas 1P de petróleo, para Estados Unidos y México

Tasa de Restitución por Descubrimientos de reservas 1P: EE. UU. y México

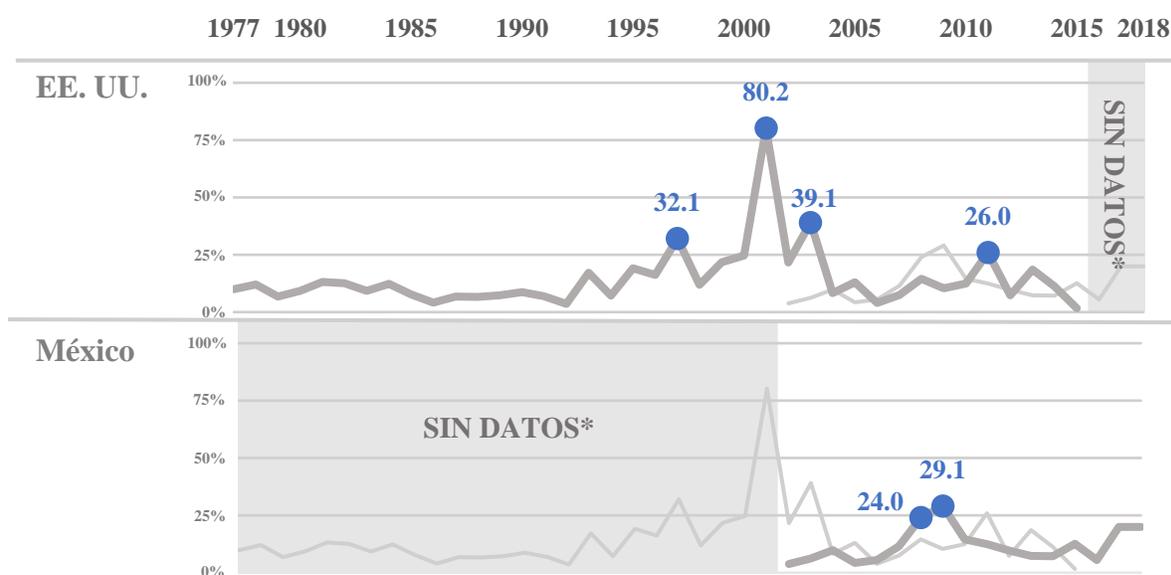


Figura II-14.- Tasa de Restitución por Descubrimientos* de reservas 1P de petróleo: EE. UU. y México

°Para el cálculo de la Tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD) de Estados Unidos, se utilizó la suma de las categorías “New Field Discoveries” y “New Reservoir Discoveries in Old Fields”, presentadas por la Energy Information Administration, para cada año, entre la producción de petróleo de este.

* Al momento de realizar este trabajo, no se han publicado las reservas probadas de petróleo de los Estados Unidos de América al 31 de diciembre de 2018, y para los años 2016 y 2017, los descubrimientos se han agrupado con las extensiones en la categoría “Extensions and Discoveries”, por lo que no se puede conocer el valor exacto de los descubrimientos. En el caso de México, no se han encontrado datos de reservas probadas de petróleo, previas a las publicadas al 1 de enero de 1999. Datos de EE. UU.: U.S. Energy Information Administration^{[53][54]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de incorporaciones por descubrimientos, de México: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de producción, de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

La Tasa de Restitución por Descubrimientos de Estados Unidos, en casi 50 años solo ha logrado sobrepasar la marca del 25% cuatro veces y, extraordinariamente, en una ocasión superó la marca del 75% de restitución, sin embargo, al igual que la de México, en años recientes no han generado una adición sustancial a sus reservas. El verdadero incremento de reservas se debe totalmente a las delimitaciones, desarrollo y revisiones de los campos ya existentes, como se muestra en la **Figura II-15**.

Cambios por incorporaciones y por delimitaciones, desarrollo y revisiones¹ en reservas 1P



Figura II-15.- Cambios por Incorporaciones y por Delimitaciones, Desarrollos y Revisiones: Comparando EE. UU. con México.

¹El cambio por Delimitaciones, Desarrollo y Revisiones se obtuvo restando las incorporaciones, publicadas por Petróleos Mexicanos, al cambio total que hubo en las reservas.

²Al momento de realizar este trabajo, no se han publicado las reservas probadas de petróleo de los Estados Unidos de Norteamérica al 31 de diciembre de 2018, y para los años 2016 y 2017, los descubrimientos se han agrupado con las extensiones en la categoría “Extensions and Discoveries”, por lo que no se puede conocer el valor exacto de los descubrimientos y no se puede realizar la comparación.

Datos de reservas, de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de incorporaciones por descubrimientos, de México: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de EE. UU.: U.S. Energy Information Administration^[54], al 31 de diciembre de cada año.

Con la información anterior, se refuerza que, aunque los descubrimientos son una parte importante para la restitución de reservas, en Estados Unidos no es la única causa para el incremento de sus reservas, la gran mayoría de sus altas restituciones recientes se debe al desarrollo de recursos no convencionales, mediante el perfeccionamiento de técnicas como el fracturamiento hidráulico y pozos horizontales geonavegados^[57].

II.IV. La Exploración en México.

Desde el inicio de la rápida declinación en la producción nacional de petróleo, se han realizado grandes inversiones en la exploración con la finalidad de incorporar suficientes recursos comerciales a las reservas nacionales de petróleo y revertir el declive en la producción nacional. No obstante, en esta sección se presentará información que muestra que, por su naturaleza, la exploración no puede garantizar los resultados en el momento que son necesarios.

El número de pozos exploratorios del país se encuentra en un constante declive como se muestra en la **Figura II-16**, donde se presenta la actividad exploratoria del país desde 2002 y hasta 2019, utilizando el número de pozos exploratorios terminados. Para octubre de 2019, los últimos pozos exploratorios terminados fueron en mayo de ese año.

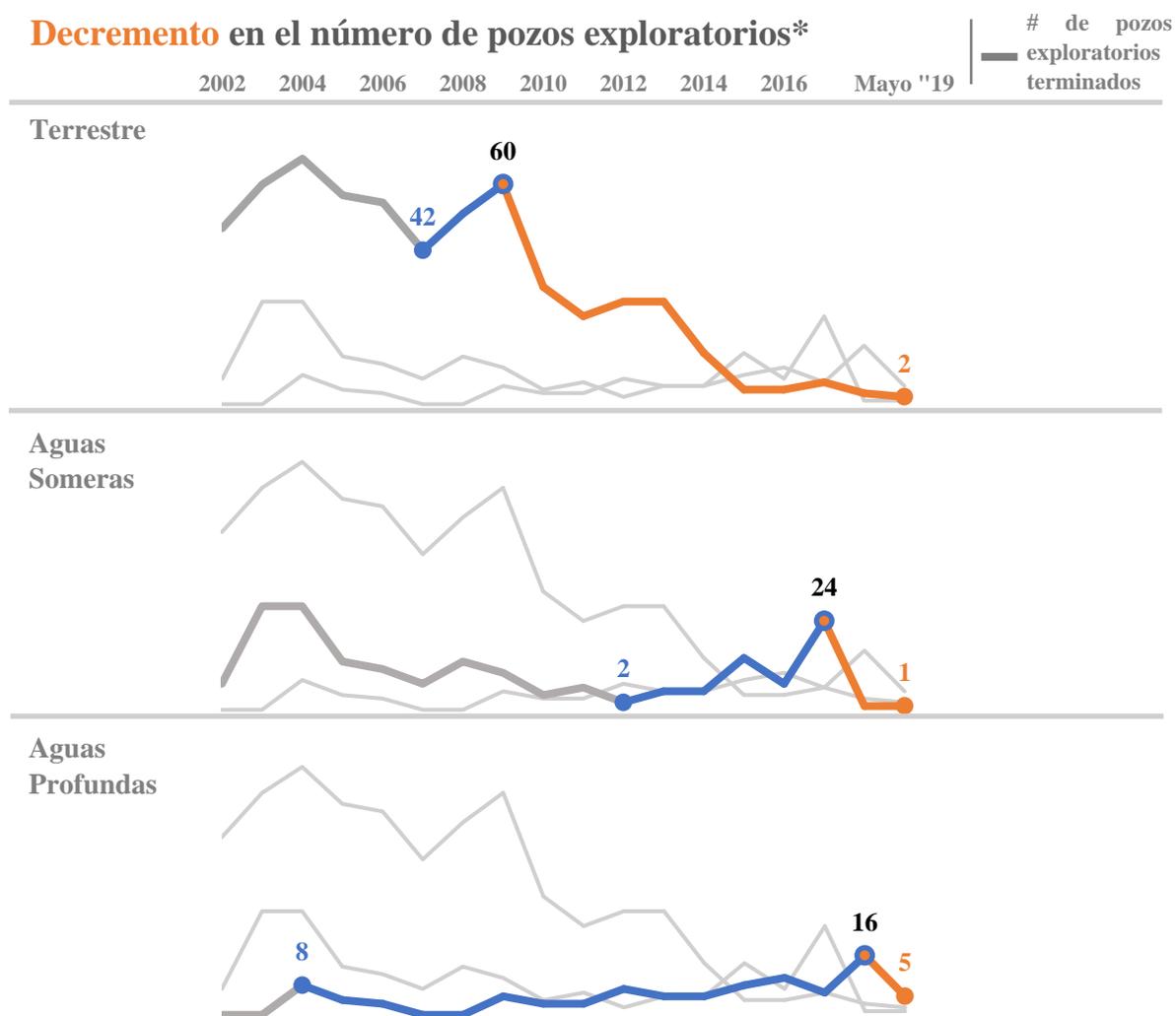


Figura II-16.- Decremento en el número de pozos exploratorios

*Se hace referencia al número de pozos exploratorios terminados.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 8**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detalladas de los Pozos Exploratorios Terminados del País.

El número de pozos exploratorios terminados ha variado enormemente durante el periodo analizado. En la Región Marina, se presenció un ligero incremento en la exploración en Aguas Profundas, pasando de haber terminado solo 8 pozos exploratorios, en 2004, a terminar el doble en 2017. En Aguas Someras, pasaron de terminar tan solo 2 pozos en 2012 a alcanzar 24 pozos exploratorios terminados en 2017. Sin embargo, en 2019, estos números se han reducido a tan solo haber terminado 5 pozos exploratorios en Aguas Profundas y 1 pozo exploratorio en Aguas Someras. El número de pozos exploratorios terrestres terminados ha tenido un declive constante desde 2009, teniendo 60 pozos exploratorios terminados en ese año a solamente 2 pozos exploratorios terminados.

Esta es una situación crítica para el principal método de incorporación de reservas al país. Sobre todo, cuando existe una clara relación entre el número de descubrimientos y el número de pozos exploratorios terminados, como se muestra en la **Figura II-17**, entre 2002 y 2018.

Importancia de la actividad exploratoria en la industria petrolera

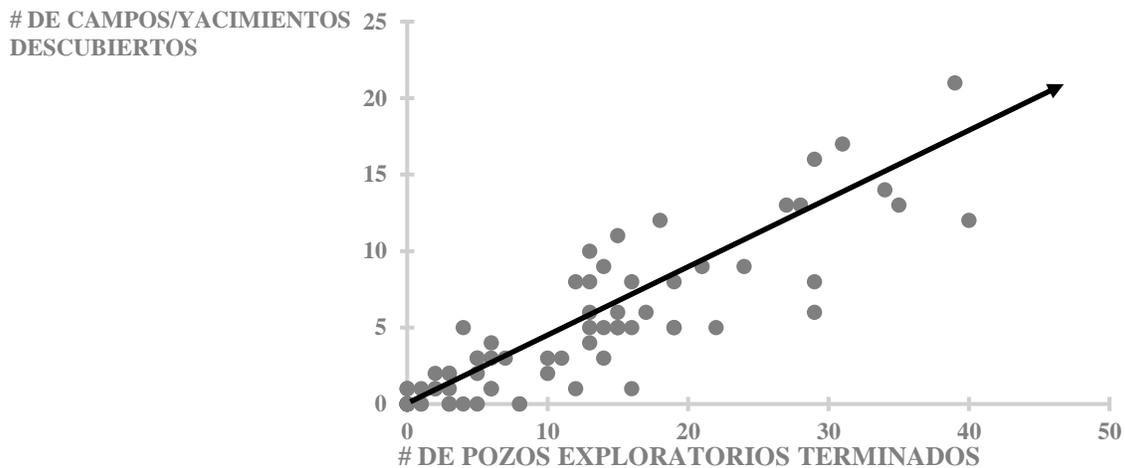


Figura II-17.- Importancia de la actividad exploratoria en la industria petrolera
 Datos de pozos exploratorios terminados: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.
 Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 9**, **Tabla A- 10**, **Tabla A- 11**, **Tabla A- 12** y **Tabla A- 13**, de los Anexos Estadísticos, para ver datos sobre la Actividad Exploratoria en la Cuenca de Burgos, Cuencas del Sureste, Cuenca del Golfo de México Profundo, Cuenca de Tampico-Misantla y Cuenca de Veracruz, respectivamente. La cuenca de Sabinas si ha presentado descubrimientos durante ese periodo, sin embargo, no se reportan pozos exploratorios perforados, por lo que pudieron haberse encontrado con pozos de desarrollo o alguna otra categoría.

Por supuesto, una de las acciones lógicas para remediar la situación y aprovechar esta relación estadística de las cuencas de México es aumentar la inversión en la exploración del país y así reactivar la perforación, todo esto para finalmente suavizar el declive en la producción del país mediante la activación de yacimientos y/o campos nuevos. Sin embargo, esto no es tan simple, por sí solo, debido a la incertidumbre de la exploración, la cual, para equilibrar la carga, debe de apoyarse por otras actividades, tales como la Recuperación Mejorada^[57]. Como se muestra en la **Figura II-18**, no existe una relación proporcional entre las reservas 3P incorporadas por exploración, que son la de mayor incertidumbre y por ende las de mayor volumen de las tres categorías, y el número de pozos exploratorios.

La variabilidad de incorporación de reservas 3P al # de pozos exploratorios

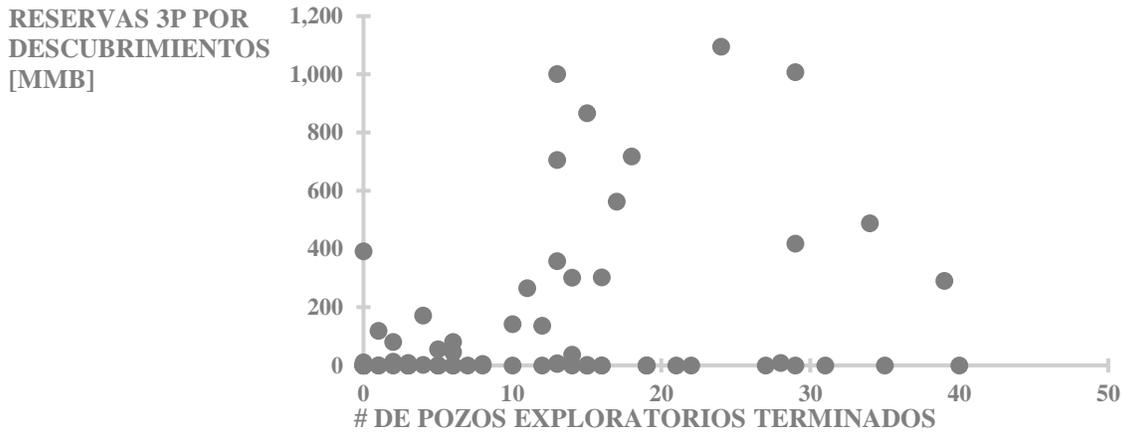


Figura II-18.- Relación entre reservas 3P incorporadas por descubrimientos y el número de pozos exploratorios terminados.

Datos de pozos exploratorios terminados: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 9**, **Tabla A- 10**, **Tabla A- 11**, **Tabla A- 12** y **Tabla A- 13**, de los Anexos Estadísticos, para ver datos sobre la Actividad Exploratoria en la Cuenca de Burgos, Cuencas del Sureste, Cuenca del Golfo de México Profundo, Cuenca de Tampico-Misantla y Cuenca de Veracruz, respectivamente. La cuenca de Sabinas si ha presentado descubrimientos durante ese periodo, sin embargo, no se reportan pozos exploratorios perforados, por lo que pudieron haberse encontrado con pozos de desarrollo o alguna otra categoría.

La exploración es una técnica capaz de entregar grandes resultados, si tiene éxito en cuencas prolíficas, sin embargo, garantizar el momento y la relevancia de esto es algo que no puede hacerse. La viabilidad de ser un remedio para la alta declinación productiva del país es incierta ya que las reservas 1P, las únicas que están listas para producirse apenas se descubre un recurso, no generan una relación proporcional con la producción anual del país, como se muestra en la **Figura II-19**.

La relación entre la producción nacional de petróleo y la exploración

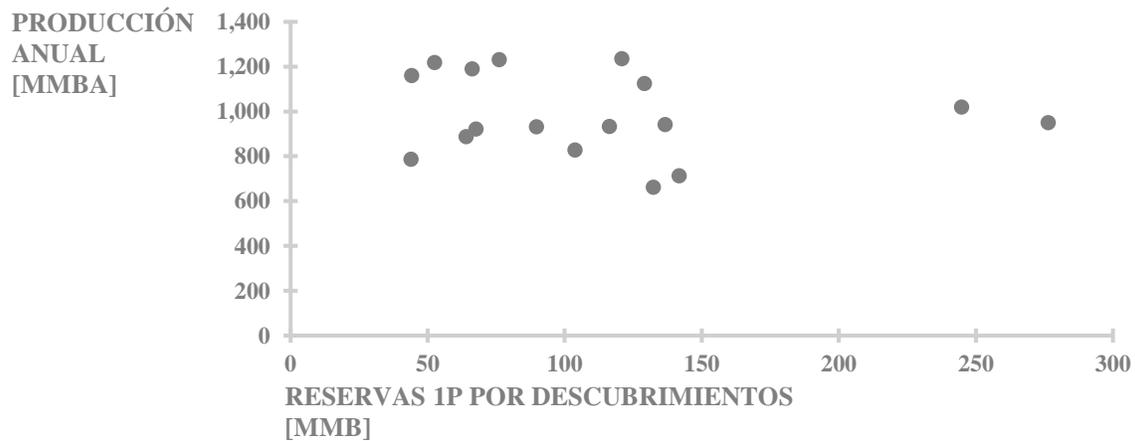


Figura II-19.- La relación entre la producción nacional de petróleo y la exploración

MMBA = Millones de barriles de petróleo por año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

Con la información presentada sobre la situación del país en el Sector Hidrocarburos es obvia la necesidad de un plan de acción efectivo para remediar estas condiciones. La exploración puede ser un plan muy redituable si se analiza la información multidisciplinaria que se obtiene por parte de todos los organismos involucrados, no obstante, continúa siendo una apuesta ya que, una vez descubierto un volumen, todavía se requiere verificar la comerciabilidad de este y su capacidad real de entregar caudales sostenibles de petróleo. Con esto en mente, es importante considerar que existen otras metodologías que permiten la incorporación de reservas y el incremento a la producción.

Encontrar grandes cantidades de hidrocarburos con buena posibilidad de desarrollo no es suficiente para remediar la declinación en la producción nacional de petróleo a menos que se les aplique las metodologías óptimas, en las cuales deben de considerarse técnicas de Recuperación Secundaria^[56] y Mejorada^[57], para ser aplicadas en el momento necesario de la vida productiva del yacimiento. Siempre y cuando se hayan concebido^[57] en forma temprana durante el proceso de desarrollo del área y se hayan analizado y planificado durante el inicio de la producción del campo o aún antes de su arranque^[56].

La Recuperación Mejorada permite utilizar de manera más eficiente los recursos ya disponibles por medio de la aplicación de tecnología óptima para cada caso en conjunto de una administración más especializada y detallada. El objetivo de este trabajo no es minimizar la importancia de los esfuerzos de exploración en el país, sino impulsar el apoyo y la dedicación para una mejor administración integral de yacimientos^[57], a través de la Recuperación Mejorada. Se requiere un balance entre ambas metodologías para que mejore significativamente la viabilidad económica de la Industria Petrolera.

III. Los campos productores de petróleo de México, al 2018

En esta sección se presenta un análisis estadístico de la producción de petróleo del país, utilizando los datos de producción de los campos presentados en el Sistema de Información de Hidrocarburos, con fecha de corte al 31 de diciembre de 2018. Aquí se presenta la evolución del Volumen Original de petróleo, la evolución del Factor de Recuperación de Petróleo y diversas perspectivas que entrega la producción nacional de petróleo.

III.I. Factor de Recuperación de petróleo de la Nación

El Factor de Recuperación (F_R) de petróleo es uno de los indicadores más importantes en la industria petrolera. Presenta el porcentaje del petróleo que ha sido producido desde el primer barril y hasta una fecha de interés, esto es la Producción Acumulada de petróleo (N_P), al compararse con el petróleo que se calcula estuvo en el subsuelo antes de iniciar la etapa de producción, esto es el Volumen Original de petróleo (N). Con este elemento se puede saber si un proyecto ha tenido el avance correcto, la cantidad de hidrocarburos remanentes y se utiliza, en algunos casos, como objetivo del proyecto.

Este indicador se obtiene con la siguiente fórmula:

$$F_R = \frac{N_{P@n}}{N_{@n}} \times 100;$$

Dónde:

F_R : Factor de Recuperación

$N_{P@n}$: Producción Acumulada de petróleo a un periodo “n”

$N_{@n}$: Volumen Original de petróleo actualizado con la información disponible a la fecha “n”.

Antes de presentar un análisis del Factor de Recuperación 3P de petróleo (**Inicia en III.I.III, página 39**) se explicará cómo se obtuvieron el Volumen Original 3P de petróleo de la Nación y la Producción Acumulada de la Nación.

III.I.I. Volumen Original 3P de petróleo de la Nación

En esta sección se expondrá como se obtuvo el Volumen Original 3P de petróleo de la Nación, la razón de utilizar la categoría 3P y no el 1P o 2P que tienen mayor certidumbre y la necesidad de utilizar varias fuentes para mostrar la evolución de este.

Al igual que las reservas, existe el Volumen Original Probado de Petróleo, el Volumen Original Probable de Petróleo y el Volumen Original Posible de Petróleo, que se encuentran regidos por porcentaje de certidumbre de 90%, 50% y 10%, respectivamente. Al igual que con las reservas, el **Volumen Original 1P de petróleo (N_{1P})** es igual al Volumen Original probado de petróleo. El **Volumen Original 2P de petróleo (N_{2P})** es igual a la suma del Volumen Original 1P de petróleo más el Volumen Original probable de petróleo. Por último, el **Volumen Original 3P de petróleo (N_{3P})** la suma del Volumen Original 2P de petróleo más el Volumen Original posible de petróleo.

El Volumen Original de petróleo de la Nación actualizado, independientemente de su categoría, se obtiene de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). La CNH publica las reservas 1P, 2P y 3P de la Nación actualmente cuenta con reportes de las reservas al 1 de enero de 2012 y hasta el 1 de enero de 2019 (**Ref. 7, 8 y 9**).

La estructura general de estos reportes es:

- Región del campo (Solo para ediciones previas al 1 de enero de 2019).
- Activo del campo.
- Nombre del campo.
- Categoría de la reserva y, de manera implícita, del Volumen Original de Hidrocarburo de cada campo (1P, 2P o 3P de petróleo, gas natural o petróleo crudo equivalente).
- Volumen Original de Hidrocarburo (Petróleo, gas natural o petróleo crudo equivalente).
- Reservas de hidrocarburos del campo.
- Producción Acumulada del campo al 1 de enero del año de interés (Ediciones posteriores al 1 de enero de 2016 ya no presentan este dato).

En la edición del 1 de enero de 2017 comienzan a publicarse las reservas de los campos que se encuentran dentro de las áreas contractuales licitadas. Estos campos fueron agrupados y se publicaron como “Ronda 1 Licitación 2” y “Ronda 1 Licitación 3” con la nota *Con cifras al 1 de enero de cada año. Las reservas correspondientes a las áreas contractuales que fueron adjudicadas en la segunda y tercera licitación de la Ronda 1, se actualizarán una vez que a los Contratistas les sea aprobado un plan de desarrollo multianual para la extracción.*^[9]. Se asume que las cifras de Volumen Original de petróleo, de estos recursos, se encuentran en la misma situación.

Estas cifras sin actualizar representaron el 1.1% (1,731 millones de barriles de petróleo) del Volumen Original 1P de petróleo total (163,782.1 millones de barriles de petróleo), 1.5% (2,885.5 millones de barriles de petróleo) del Volumen Original 2P de petróleo total (198,572 millones de barriles de petróleo) y 1.5% (3,708.1 millones de barriles de petróleo) del Volumen Original 3P de petróleo total (243,885.9 millones de barriles de petróleo).

Para la edición del 1 de enero de 2018 se presenta una situación similar. Los campos: Caracolillo, El Golpe, Ichalkil, Pokoch, R01L03, R02L02, R02L03 y Santuario presentan sus reservas con la nota *Las reservas correspondientes a estas áreas contractuales se actualizarán una vez que a los Contratistas les sea aprobado un plan de desarrollo multianual para la extracción.*^[8].

Estas cifras sin actualizar representaron el 1.5% (2,409.3 millones de barriles de petróleo) del Volumen Original 1P de petróleo total (162,097 millones de barriles de petróleo), el 1.6% (3,160.4 millones de barriles de petróleo) del Volumen Original 2P de petróleo total (198,017.9 millones de barriles de petróleo) y 1.5% (3,596.1 millones de barriles de petróleo) del Volumen Original 3P de petróleo total (243,916.5 millones de barriles de petróleo).

El problema se presenta en la edición al 1 de enero de 2019 ya que, al igual que las ediciones del 1 de enero de 2017 y de 2018, presenta campos con cifras sin actualizar con la nota *Las reservas correspondientes a estas áreas contractuales se actualizarán una vez que los Contratistas presenten su cuantificación y certificación.*^[7]. Estos campos son: **CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017, CNH-M3-MISION/2018, CNH-M4-ÉBANO/2018, CNH-M5-MIQUETLA/2018, Ichalkil, Pokoch, R01L03, R02L02, R02L03 y R03L01**. La diferencia es que ahora **no presentan ningún dato de Volumen Original de petróleo** y sólo presentan cifras de reservas. Al 1 de enero de 2019 solo son **398 campos** los que **presentan Volumen Original 3P de petróleo**.

En resumen, el Volumen Original de petróleo actualizado al 1 de enero de 2019 no es el real debido a que los campos/áreas contractuales que presentan cifras sin actualizar reportan un Volumen Original de petróleo de 0, sin embargo, si se asume que el porcentaje de Volumen Original de petróleo dentro de estos campos/áreas contractuales es similar al de años anteriores (2017 y 2018), se aprecia que es menor al 2%. Esto hace que el Factor de Recuperación presentado en este trabajo sea ligeramente mayor al real.

Otra de las consideraciones para estos reportes es que las ediciones previas al 1 de enero de 2015, solo se reporta el Volumen Original 3P de petróleo. Es por esta razón que el análisis se apoya también de las publicaciones de Petróleos Mexicanos (**Ref. 23 – Ref. 35**), para obtener el dato de Volumen Original de petróleo en años anteriores.

Aunque las ediciones de Petróleos Mexicanos se publican año con año, en las más recientes solo presenta datos de sus asignaciones, a diferencia de los reportes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos donde se presentan los datos de todos los campos de la Nación, independientemente de si son administrados por la Empresa Productiva del Estado o alguna operadora privada.

Considerando lo anterior, en la **Figura III-1** se presentan los Volúmenes Originales 1P, 2P y 3P de petróleo de la Nación, reportados entre el 2000 y el 2018. El eje de Volumen Original de petróleo inicia en 100 miles de millones de barriles, con el fin de mostrar mejor los cambios en cada categoría.

Todos estos datos fueron puestos al 31 de diciembre del año correspondiente, en las estadísticas siguientes.

El Volumen Original de Petróleo del país

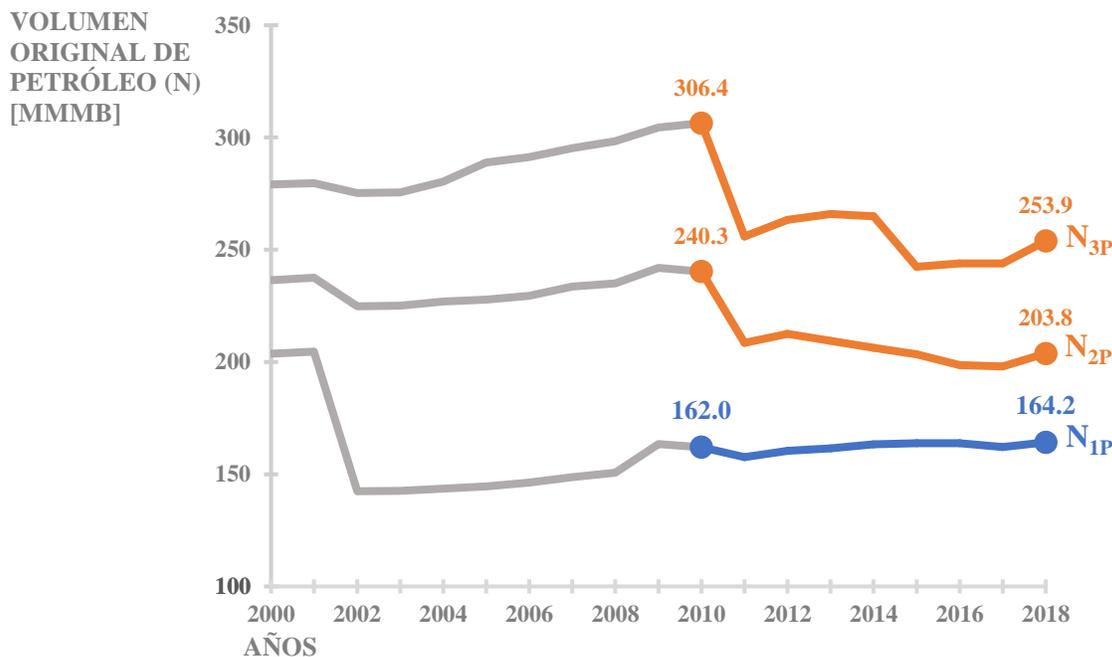


Figura III-1.- El Volumen Original de Petróleo del país, 2000 - 2018

Datos del 2000 al 2013: Petróleos Mexicanos^{[35]-[23]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos del 2014 al 2018: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Referirse a la **Tabla A- 14**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada del Volumen Original de Petróleo.

Acorde a la **Figura III-1**, existe una gran variación en las últimas décadas del Volumen Original en México. A partir del 2010, se ha presentado una gran reducción en los Volúmenes Originales 2P y 3P de petróleo nacionales, mostrando un cambio de -15% y -17% en los últimos 8 años. El Volumen Original 1P de petróleo se ha mantenido relativamente estable en la última década, mostrando un ligero incremento en 2018.

El análisis del Factor de Recuperación de petróleo se enfocará en el Volumen Original 3P de petróleo (N_{3P}) ya que es la única categoría que se ha mantenido congruente entre ambas fuentes oficiales.

III.I.II. Producción Acumulada de petróleo de la Nación

A continuación, se explica cómo se obtuvo la Producción Acumulada de petróleo nacional al 31 de diciembre de 2018 y cómo se puede obtener para cualquier año de interés, utilizando la producción individual de cada campo.

Existen dos fuentes de las cuales se puede obtener una Producción Acumulada parcial de petróleo del país, la primera es utilizando los datos de producción nacional de petróleo que actualiza la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en su “Tablero de Producción de Petróleo y Gas”, y la segunda es utilizando los datos de producción de petróleo, de cada campo, publicado en el Sistema de Información de Hidrocarburos, que fue la que se utilizó en este trabajo debido a esa ventaja de tener la producción individual de los campos.

Ambos sitios proveen los mismos datos de producción en un periodo de 1960 y, para efectos de la tesis, hasta el 31 de diciembre 2018. Debido a que se cuenta solo con los datos de producción entre 1960 y 2018, y la Industria Petrolera Nacional ha generado producción desde antes de 1960, se requiere complementar con otras fuentes para obtener la producción acumulada completa de cada campo y así obtener la de la Nación. Sin embargo, los datos del Sistema de Información de Hidrocarburos, por sí solos, no pueden ser utilizados ya que existen incoherencias entre el cálculo de producción acumulada, utilizando estos, y el dato de Volumen Original de petróleo oficial publicado en las reservas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Por ejemplo, el campo Chicontepec, que es diferente al Activo del Aceite Terciario del Golfo, cuenta con un Volumen Original 1P de petróleo de 310 mil barriles de petróleo, al 1 de enero de 2019, y la Producción Acumulada calculada, con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos, al 31 de diciembre de 2018, entrega un valor de 15.9 millones de barriles de petróleo. La utilidad de estos datos se encuentra en que son capaces de mostrar una evolución a nivel nacional, pero debido a este problema no se pueden utilizar para mostrar una evolución de los campos, en particular.

Entonces, se optó por utilizar el último dato oficial de producción acumulada de cada campo, publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que proviene del archivo “Producción Acumulada de Aceite”^[6] de la página de Datos Abiertos de esta institución o de la edición “Reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos de 2012 a 2017”^[9], también de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ambas fuentes presentan coherencia con los datos de Volumen Original de Hidrocarburos que también publican. Desde el 1 de enero de 2017 y hasta el 1 de enero de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos no presenta la producción acumulada de cada campo. Debido a que son producciones acumuladas antiguas, se debe añadir la producción de años posteriores, para cada campo, reportada en el Sistema de Información de Hidrocarburos, con el fin de obtener la producción acumulada al 31 de diciembre de 2018 individual y así, al añadir todas estas, obtener la Producción Acumulada nacional al 31 de diciembre de 2018.

Al comparar el archivo “Producción Acumulada de Aceite”^[6] y los Datos del Sistema de Información de Hidrocarburos^[2] se concluye que **existen 437 campos que han producido petróleo en México.**

A continuación, se presenta la fuente de donde se obtuvieron las últimas producciones acumuladas oficiales, para cada campo, y que se hizo en caso de no encontrar dicho dato.

Primero se identificó que, de los 437 campos utilizados para obtener la Producción Acumulada de 2018, 434 presentan producción mensual de petróleo en el Sistema de Información de Hidrocarburos y 3 campos no presentan producción mensual de petróleo en el Sistema de Información de Hidrocarburos. Sin embargo, estos 3 campos si presentan Producción Acumulada oficial, al 31 de diciembre de 2017, en el archivo “Producción Acumulada de Aceite”, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[6], estos son “Boca de Lima”, “Mecatepec Norte” y “Sábana Grande”, en el cuál reportan una Producción Acumulada de petróleo de 180 mil barriles de petróleo, 70 mil barriles de petróleo y 30 mil barriles de petróleo, respectivamente, y se añadió a la Producción Acumulada de la Nación.

La situación de la última Producción Acumulada oficial de los 434 que si presentan producción de petróleo mensual en el Sistema de Información de Hidrocarburos es la siguiente:

- 307 de los 434 campos sí cuentan con Producción Acumulada oficial al 31 de diciembre de 2017 en el archivo “Producción Acumulada de Aceite”, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[6]. Por lo que sólo es necesario adicionar la producción de petróleo de 2018.
- 47 de los 434 campos presentan producción acumulada oficial en el archivo “Producción Acumulada de Aceite”, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[6], igual a 0 o no aparecen, mientras que en el Sistema de Información de Hidrocarburos si reportan una producción mensual.

Estos campos son:

1.- Adolfo López Mateos	2.- Atlapexco	3.- Barcodón
4.- Cabellal	5.- Cafeto	6.- Calicanto
7.- Candelaria	8.- Caracolillo	9.- Catedral
10.- Cuichapa-Poniente	11.- El Golpe	12.- Fortuna Nacional
13.- Francisco Cano	14.- Gutierréz Zamora	15.- Higuierón
16.- Jamaya	17.- La Laja	18.- Laguna Nueva
19.- Malva	20.- Manuel Rodríguez	21.- Marqués
22.- Miguel Hidalgo	23.- Moloacán	24.- Mundo Nuevo
25.- Pacífico	26.- Pamorana	27.- Paraíso
28.- Paso de Oro	29.- Pecero	30.- Pinole
31.- Pontón	32.- Presidente Alemán PR	33.- Santuario
34.- Secadero	35.- Siamés	36.- Sierrita
37.- Sitio	38.- Tajón	39.- Tametute
40.- Tecolutla	41.- Ternero	42.- Topén
43.- Tordo	44.- Torrecillas	45.- Treviño
46.- Vernet	47.- Vicente Guerrero	

Para estos, se utilizó la producción acumulada oficial al 31 de diciembre de 2015 del archivo “Reserva 1P, 2P y 3P de hidrocarburos 2012 a 2017”, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[9], exceptuando al campo “Candelaria” cuya producción acumulada oficial más reciente es al 31 de diciembre de 2012. Al resto de los campos se le tomó la producción acumulada al 31 de diciembre de 2015, adicionándoles la producción del 2016 al 2018 y al campo “Candelaria” se le adicionaron las producciones de los años del 2013 al 2018.

- 83 de los 434 no cuentan con Producción Acumulada oficial alguna, por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por eso se utilizó la producción acumulada calculada con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos entre 1960 y 2018.

Con estas consideraciones y, al adicionar todas las producciones acumuladas de cada campo, se obtiene que **la Producción Acumulada de petróleo Nacional fue de 45,515.6 millones de barriles de petróleo al 31 de diciembre de 2018.**

Para obtener la Producción Acumulada para cualquier fecha de interés, a esta cantidad se le resta la Producción Acumulada de petróleo parcial, proveniente de la suma de los datos de producción reportados entre 1960 y 2018, que es de 42,158.9 millones de barriles de petróleo.

Esta operación da como resultado que hasta 1960 se produjeron: **3,356.7 millones de barriles de petróleo.**

A esta última cantidad se le puede añadir años posteriores para obtener la Producción Acumulada de petróleo del país a cualquier año de interés.

Con el fin de verificar este método para calcular la Producción Acumulada nacional en cualquier año, se comparó con los datos oficiales de las ediciones de “Evaluación Anual de Reservas”, publicadas por Petróleos Mexicanos^{[35]-[23]}. Se utilizó la Producción Acumulada oficial reportada en las ediciones del 1 de enero de 2002 y hasta el 1 de enero de 2015 y se calculó para los mismos años añadiendo la producción de años posteriores a la cantidad de **3,356.7 millones de barriles de petróleo**, y se calculó el porcentaje de diferencia entre estos valores. Se utilizaron estos años debido a que en ediciones posteriores sólo se reporta la producción acumulada de los activos y no la nacional.

Los resultados se presentan en la **Tabla III-1**, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla III-1.- Comparación de la Producción Acumulada calculada con respecto a la Producción Acumulada oficial de PEMEX, 2001 – 2015.

Año	N _p Nacional	N _p Nacional	Diferencia
	PEMEX [MMB]	Calculada [MMB]	
2001	28,707.8	28,786.2	0.27
2002	29,869.7	29,946.4	0.26
2003	31,106.2	31,177.5	0.23
2004	32,293.0 ¹	32,413.2	0.37
2005	33,560.7	33,630.9	0.21
2006	34,749.4	34,820.2	0.20
2007	35,875.5	35,944.0	0.19
2008	36,897.3	36,963.7	0.18
2009	37,846.9	37,914.0	0.18
2010	38,772.4	38,855.2	0.21
2011	39,694.6	39,787.5	0.23
2012	40,627.1	40,718.2	0.22
2013	41,547.6	41,639.5	0.22
2014	42,434.1	42,526.7	0.22
2015	43,262.1	43,354.8	0.21
2016	N/D ²	44,141.8	-
2017	N/D ²	44,854.1	-
2018	N/D ²	45,515.6	-

Datos: Petróleos Mexicanos^{[35]-[23]}, al 31 de diciembre de cada año.

¹Existe un error en la edición al 1 de enero de 2005, de Petróleos Mexicanos^[32], donde se reporta la Producción Acumulada, por lo que se interpoló ese valor utilizando el dato al 1 de enero de 2004 y el dato al 1 de enero de 2006.

²Para estos años, Petróleos Mexicanos ya no presenta la Producción Acumulada de la Nación y sólo presenta la de sus Asignaciones.

Como se observa en la **Tabla III-1**, existe un porcentaje de diferencia menor al 0.4% en todos los años comparados. Esto comprueba que la Producción Acumulada, calculada al 2018, de los 437 campos utilizando datos del Sistema de Información de Hidrocarburos es correcta. Con este dato ya es posible mostrar una evolución congruente del Factor de Recuperación de petróleo para el país, porque a esos 3,356.7 millones de barriles de petróleo se les puede sumar los datos de producción del Sistema de Información de Hidrocarburos y mostrar la evolución de la Producción Acumulada nacional en cualquier periodo entre 1960 y 2018.

En resumen, para los cálculos del Factor de Recuperación de la Nación (**FR**) al 31 de diciembre de 2018 se utilizaron, el Volumen Original 3P de petróleo de la Nación (**N_{3P}**) al 1 de enero de 2019 que, sumando el Volumen Original 3P de petróleo de los **398 campos** individuales reportados en las reservas oficiales al 1 de enero de 2019, es de **253,921.3 millones de barriles de petróleo** y la Producción Acumulada de petróleo de la Nación (**NP**) al 31 de diciembre de 2018 que, sumando la producción acumulada individual de los **437 campos productores** de petróleo del país a **3,356.7 millones de barriles de petróleo**, es de **45,515.6 millones de barriles de petróleo**.

La razón de que el número de campos (398) utilizados para el Volumen Original 3P de petróleo sea menor al número de campos (437) utilizados en la Producción Acumulada de petróleo, se debe a que 39 de estos campos productores se encuentran en las agrupaciones de campos/áreas contractuales que no reportan Volumen Original 3P de petróleo.

III.I.III. Análisis de la evolución del Factor de Recuperación 3P de petróleo

En esta sección se presenta la evolución del Factor de Recuperación 3P de petróleo, el avance que ha presentado en la última década y como se sostiene por el desempeño de un pequeño número de campos.

El Factor de Recuperación 3P de petróleo al 1 de enero de 2019 (31 de diciembre de 2018) es:

Volumen Original 3P de petróleo de la Nación (N_{3P})	Producción Acumulada de petróleo de la Nación (NP)	Factor de Recuperación de la Nación (FR)
253,921.3 [MMB]	45,515.6 [MMB]	17.9%

En la **Figura III-2** se presenta la evolución del Factor de Recuperación 3P de petróleo nacional (**FR**) que, como se mencionó, es ligeramente mayor al real, debido a que el Volumen Original 3P de petróleo publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos^[7] (**N_{3P}**) es ligeramente menor al real.

La base de la **Figura III-2** donde se presenta el Factor de Recuperación 3P de petróleo nacional empieza en 15%, para ver mejor los cambios en este.

Factor de Recuperación 3P de petróleo de la Nación

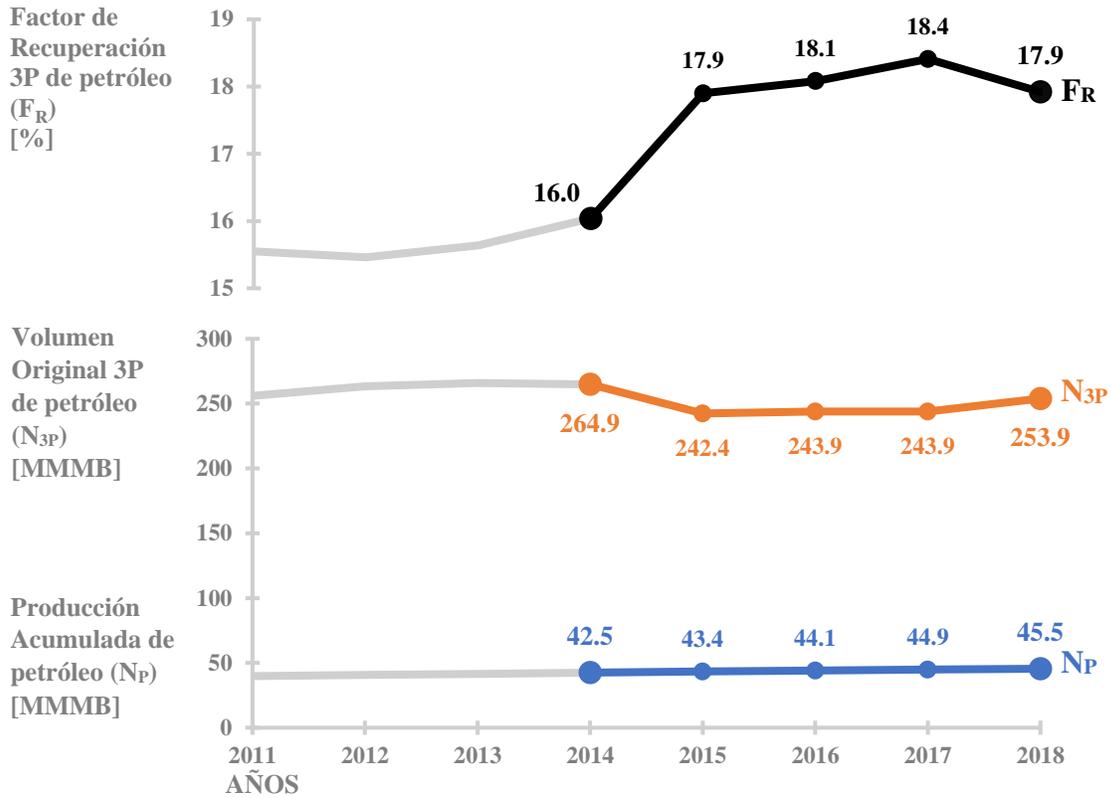


Figura III-2.- Factor de Recuperación 3P de petróleo de la Nación
 Datos de Volumen Original 3P de petróleo: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[17]}, al 31 de diciembre de cada año.
 Referirse a la **Tabla A- 15**, de los Anexos Estadísticos, para ver una evolución más detallada del Factor de Recuperación de Petróleo, en todas sus categorías.

En general, el Factor de Recuperación avanza de forma muy lenta y se debe a que la Producción Acumulada del país ha ido aumentando a ritmos cada vez más lentos por el declive en la producción nacional de petróleo en los últimos 15 años (**Ver Figura II-2**).

Un gran aumento en el Factor de Recuperación ocurrió entre 2014 y 2015, sin embargo, se debe totalmente a la significativa reducción sufrida en el Volumen Original 3P de petróleo, en este periodo. De hecho, se observa el comportamiento inverso en 2018, al haber un aumento en el Volumen Original 3P de petróleo.

Este Factor de Recuperación se encuentra favorecido por la gran productividad de los 12 campos, presentados más adelante en la **Figura III-3**.

Los 12 campos más productivos de la Nación al 31 de diciembre de 2018

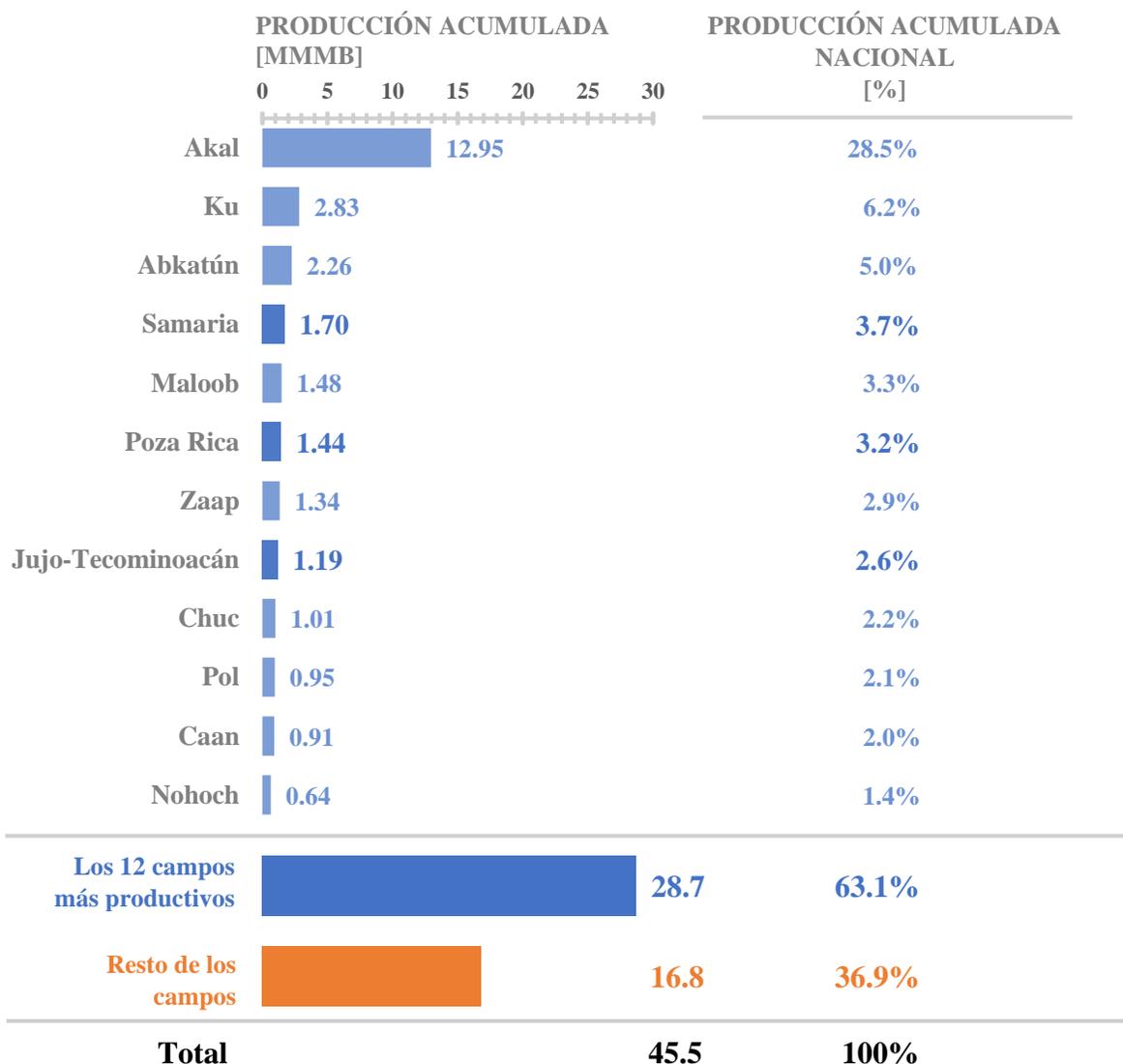


Figura III-3.- Los 12 campos más productivos de la Nación
 Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Aparte de ser los 12 campos más productivos de la Nación, estos 12 campos contaban con una parte importante del Volumen Original 3P de petróleo de la Nación, como se muestra en la **Tabla III-2**. Consecuentemente, por ser los más productivos, tienen factores de recuperación consistentemente mayores que el resto de los campos del país.

Tabla III-2.- Los 12 campos más productivos del país, jerarquizados por mayor Producción Acumulada.

Campo	Ubicación	N _{P@2018} [MMMB]	N _{P@2018} * [%]	N _{3P@2018} [MMMB]	N _{3P@2018} * [%]	F _{R@2018} [%]
1.- Akal	Marino	12.95	28.5	30.8	12.13	42.0
2.- Ku	Marino	2.83	6.2	6.0	2.36	47.2
3.- Abkatún	Marino	2.26	5.0	5.2	2.05	43.5
4.- Samaria	Terrestre	1.7	3.7	4.6	1.81	37.0
5.- Maloob	Marino	1.48	3.3	7.2	2.84	20.6
6.- Poza Rica	Terrestre	1.44	3.2	4.8	1.89	30.0
7.- Zaap	Marino	1.34	2.9	5.1	2.01	26.3
8.- Jujo-Tecominoacán	Terrestre	1.19	2.6	3.8	1.50	31.3
9.- Chuc	Marino	1.01	2.2	2.2	0.87	45.9
10.- Pol	Marino	0.95	2.1	2.3	0.91	41.3
11.- Caan	Marino	0.91	2.0	1.6	0.63	56.9
12.- Nohoch	Marino	0.64	1.4	2.0	0.79	32.0
Los 12 Campos más Productivos		28.7	63.1	75.6	29.79	38
Resto de los Campos		16.8	36.9	178.3	70.21	9.4
Total de la Nación		45.5	100	253.9	100	17.9

*Porcentaje con respecto a los valores Nacionales de Producción Acumulada de petróleo y Volumen Original 3P de petróleo. Dato de Volumen Original 3P de petróleo: Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[17]}, al 31 de diciembre de 2018.

Para cualquier administrador es importante el aprovechar los mejores recursos a su máximo, sin embargo, se necesita el poder cambiar de enfoque una vez que ya se sabe estos se encuentran en una gran posición.

Existe una gran concentración de los recursos de la Nación en estos 12 campos, de los cuales Samaria, Poza Rica y Jujo-Tecominoacán son los únicos terrestres. El decir que, en grupo, han aportado más del 60% de la Producción Acumulada Nacional de Petróleo y que igual tenían una tercera parte del Volumen Original 3P de petróleo de la Nación ya son palabras mayores.

Muchos de los fenómenos de la Industria Petrolera se pueden englobar en unos pocos campos, como se presenta en la **Tabla III-2** y esta dominancia, enmascara la realidad del resto.

En la **Figura III-4** se presentan los mismos aspectos que en la **Figura III-2**, sin embargo, se separan los doce campos de la **Tabla III-2**, con el fin de mostrar una estadística que muestre el avance del resto de los campos menores del país, a la par se presentarán los datos de la **Figura III-2**.

La relevancia de los 12 campos más productivos del país

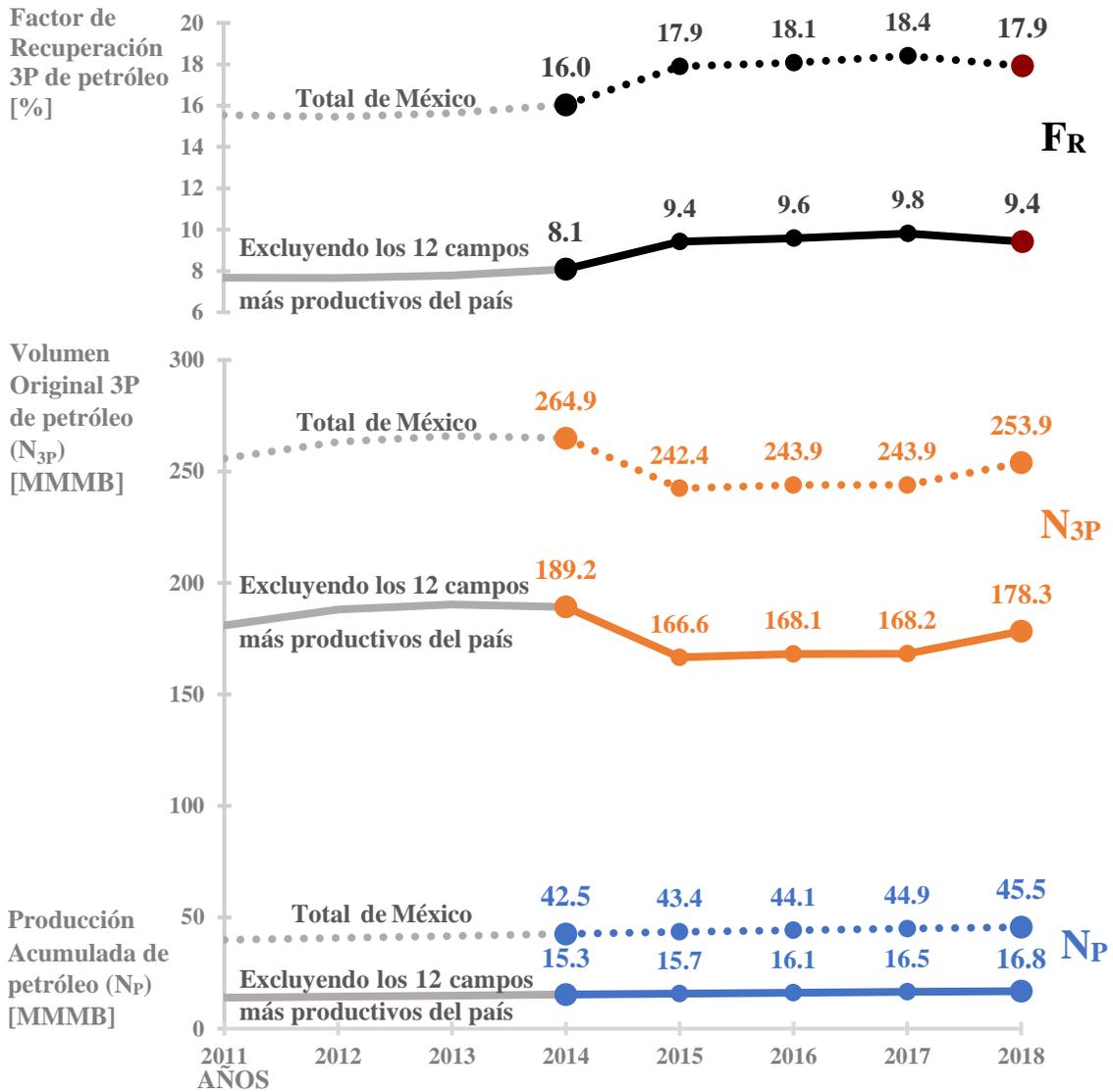


Figura III-4.- Factor de Recuperación 3P de México, omitiendo los 12 campos con mayor N_P
 Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.
 Dato de Volumen Original 3P de petróleo: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.
 Referirse a la **Tabla A- 16**, para ver una comparación más detallada de ambos Factores de Recuperación de petróleo.

El decremento en todos los indicadores es impactante. Al excluir los 12 campos con mayor producción acumulada, México muestra que tiene un Factor de Recuperación colectivo menor al 10% y estancado entre 9.4 y 9.8 en los últimos 4 años. El aumento abrupto, del 2015, se debe a la reducción de casi 12% del Volumen Original 3P de México. Las continuas adiciones y el declive en la Producción Nacional, si es que no se revierte, harán que, al final del 2019, este Factor de Recuperación sea aún menor.

III.II. Análisis de la producción nacional de petróleo

La producción de petróleo se encuentra en declive constante desde hace 15 años. En esta sección se analiza esta situación y la producción de petróleo del 2018.

México tiene una gran cantidad de recursos para ser aprovechados, sin embargo, muchos de estos no se explotaron en el 2018, lo que es preocupante ya que algunos de los campos no tienen ni siquiera 3 años en producción.

En la **Tabla III-3** se compila el número de campos que han tenido producción entre 1960 y 2018. Se presenta cuántos de ellos presentaron, o no, producción en 2018, la producción de petróleo en miles de barriles diarios y el porcentaje de este en la producción nacional. De los 437 campos productores del país, 3 no presentan producción en el Sistema de Información de Hidrocarburos, por lo que no se les puede determinar la edad, solo fueron utilizados por sus producciones acumuladas para obtener la Producción Acumulada de la Nación. Estos son: “Boca de Lima”, “Mecatepec Norte” y “Sábana Grande”. Por a esta razón, fueron excluidos de la siguiente estadística y el **total de campos analizados son 434**.

Tabla III-3.- Campos con producción de petróleo entre 1960 y 2018; activos e inactivos en 2018.

Años en producción*	Campos inactivos 2018	Campos activos 2018	Producción de petróleo 2018 [MBD]	Porcentaje de la producción nacional 2018 [%]
Hasta 3	91	3	0.9	0.05
3 – 6	34	10	206	11.4
6 – 9	16	11	54	3.0
9 – 12	11	17	235	13.0
12 – 15	8	9	49.5	2.7
15 – 18	8	8	37.6	2.1
18 – 21	9	3	0.9	0.05
21 – 24	6	3	19.3	1.0
24 – 27	6	8	340.8	18.8
27 – 30	8	13	49.3	2.7
30 – 33	5	17	443.2	24.5
33 – 36	5	7	29.8	1.6
36 – 39	4	12	139	7.7
39 – 42	8	18	69.5	3.8
42 – 45	3	10	15	0.8
45 – 48	1	8	13.8	0.8
48 – 51	3	5	13	0.7
51 – 54	0	15	42.7	2.4
Más de 54	1	30	51.8	2.9
Total	227	207	1,811.1	100

Datos de producción mensual, con los que se obtuvieron los años en producción de los campos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

*Cada año en producción representan 12 meses con producción oficial reportada en el Sistema de Información de Hidrocarburos, independientemente de que la producción sea en diferentes años calendario.

Más de la mitad de los campos que han presentado producción entre 1960 y 2018, se encontraron inactivos en el 2018. Existen diversas razones técnicas y económicas por las cuales un campo puede dejar de producir, incluso, el ambiente social llega a ser un factor. Otro importante factor es saber si han estado inactivos desde hace mucho tiempo o no.

La **Tabla III-4** presenta cuando ingresaron a la producción nacional los campos activos e inactivos en 2018 y el número de ellos en esa situación.

Tabla III-4.- Situación de los campos activos e inactivos en 2018.

Campos con Producción de Petróleo			
Campos Activos en 2018		Campos Inactivos en 2018	
Situación	Número de Campos	Situación	Número de Campos
Cerrados entre 1990 y 2015 y reabiertos entre 2005 y 2018	1	Activos solo entre 1990 y 2005	14
Ingreso entre 2005 y 2018	38	Activos antes de 1990 y entre 2005 y 2017	5
		Cerrados antes de 1990	65
Ingreso entre 1990 y 2005	24	Cerrados antes de 2005	46
		Ingreso entre 2005 y 2017	24
Ingreso antes de 1990	144	Ingreso entre 1990 y 2005	12
		Ingreso antes de 1990	61
Total	207		227

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la primera y última vez en la que un campo estuvo activo: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

La mayoría de los campos que estuvieron activos en 2018 fueron incorporados a la línea de producción desde 1990. De los 62 campos que fueron incorporados entre el 2005 y 2018, tan solo 38 lograron aportar a la producción en 2018. Esto muestra que cada vez es más difícil lograr que los campos mantengan una producción rentable, lo que promueve el considerar otros métodos para desarrollar los campos de forma más eficiente y duradera.

La producción de 2018 ha sido la más baja en las últimas décadas y la tendencia sugiere que continuará el declive a menos que se implemente un plan para revertirlo. El momento en el que se ponga en marcha dicho proyecto debe de ser muy cercano porque puede llegar a ser demasiado tarde.

Como sucede con los 12 campos más productivos, hasta el 2018 (**Ver Figura III-3**), la producción de petróleo del 2018 se sostiene por un puñado de excelentes campos. Si se excluye de la Producción Nacional de Petróleo, se muestra la precaria situación en la que se encuentra el país. En la **Figura III-5** se presentan los 10 campos con mayor producción de la Nación en el 2018.

Los 10 campos con mayor producción de la Nación, en 2018

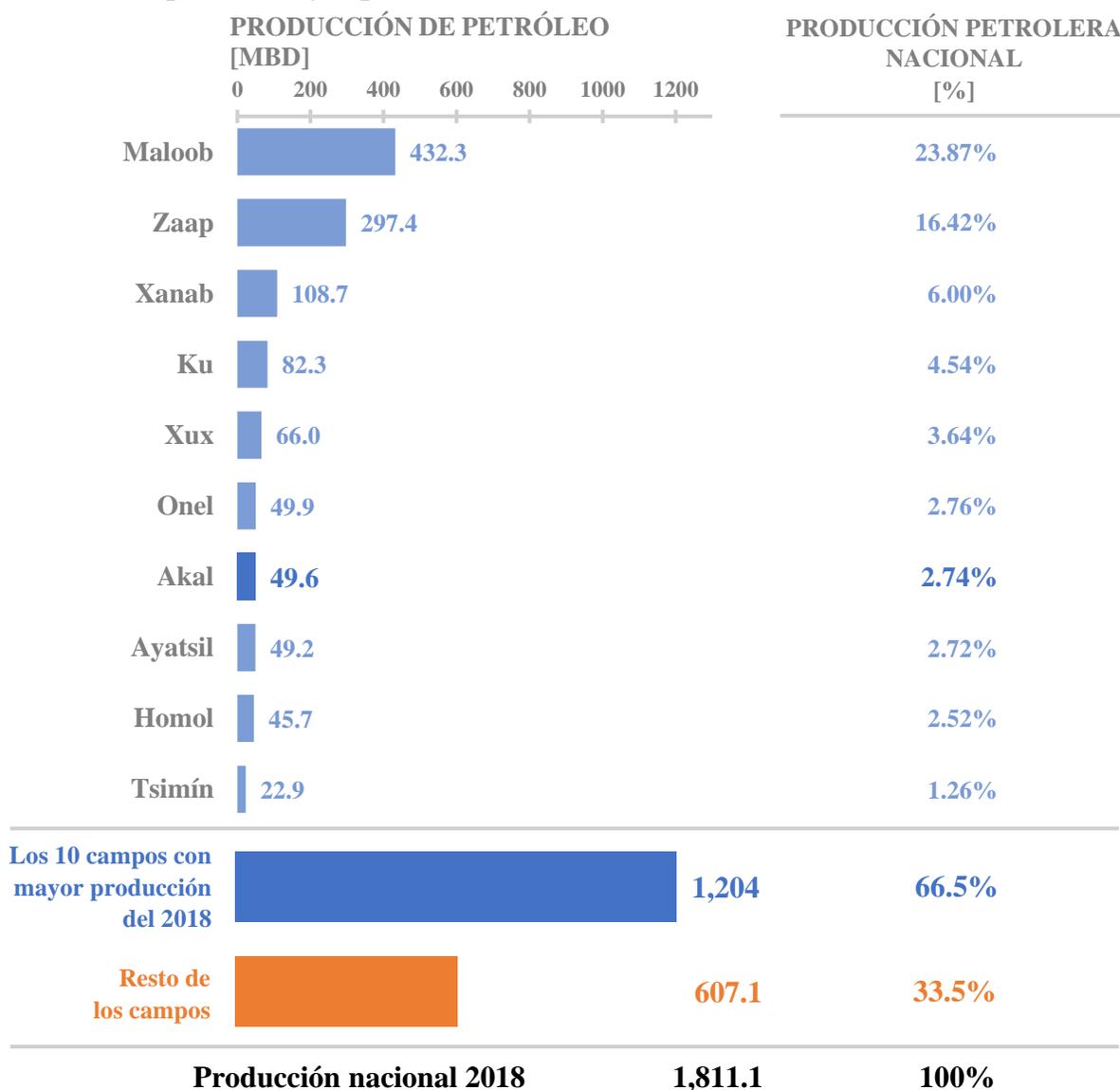


Figura III-5.- Los 10 campos con mayor producción de México.
 Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

En estos 10 campos se encuentra concentrado más del 60% del poder productivo del país. Akal, el que alguna vez produjo más de 2 millones de barriles, en 2004, superando la producción en conjunto de los otros 9 campos presentados, en 2018 produjo casi 50 mil barriles de petróleo diarios. Se observa como la joya de México, el Complejo Ku-Maloob-Zaap, acapara el primer, segundo y cuarto lugar.

La **Tabla III-5** muestra características adicionales de los 10 campos con mayor producción en 2018.

Tabla III-5.- Los 10 campos con mayor producción en 2018.

Campos	Ubicación	Producción petrolera [MBD]	Porcentaje de la producción nacional [%]	Edad [Años en producción]
1.- Maloob	Marino	432.3	23.87	30
2.- Zaap	Marino	297.4	16.42	26
3.- Xanab	Marino	108.7	6.00	9
4.- Ku	Marino	82.3	4.54	37
5.- Xux	Marino	66.0	3.64	4
6.- Onel	Marino	49.9	2.76	5
7.- Akal	Marino	49.6	2.74	39
8.- Ayatsil	Marino	49.2	2.72	3
9.- Homol	Marino	45.7	2.52	11
10.- Tsimín	Marino	22.9	1.26	6
Los 10 campos con mayor producción del 2018		1,204	66.5	-
El resto de los campos		607.1	33.5	-
Producción nacional 2018		1,811.1	100	-

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Con la **Tabla III-5** se asimila la importancia de la Región Marina del país, tan solo estos 10 campos representan dos terceras partes de toda la producción nacional de 2018. Sin embargo, al ser de los campos con mayor producción y encontrarse en diferentes rangos de años en producción, pueden enmascarar una problemática muy fuerte.

Con el fin de mostrar la realidad de los campos del país, los 10 campos con mayor producción de petróleo son excluidos en la **Figura III-6**, donde se desglosa la producción nacional de petróleo, por años en producción, y se muestra la aportación a la producción nacional y el número de campos en cada intervalo de edad.

Producción de campos activos* en 2018, por años en producción

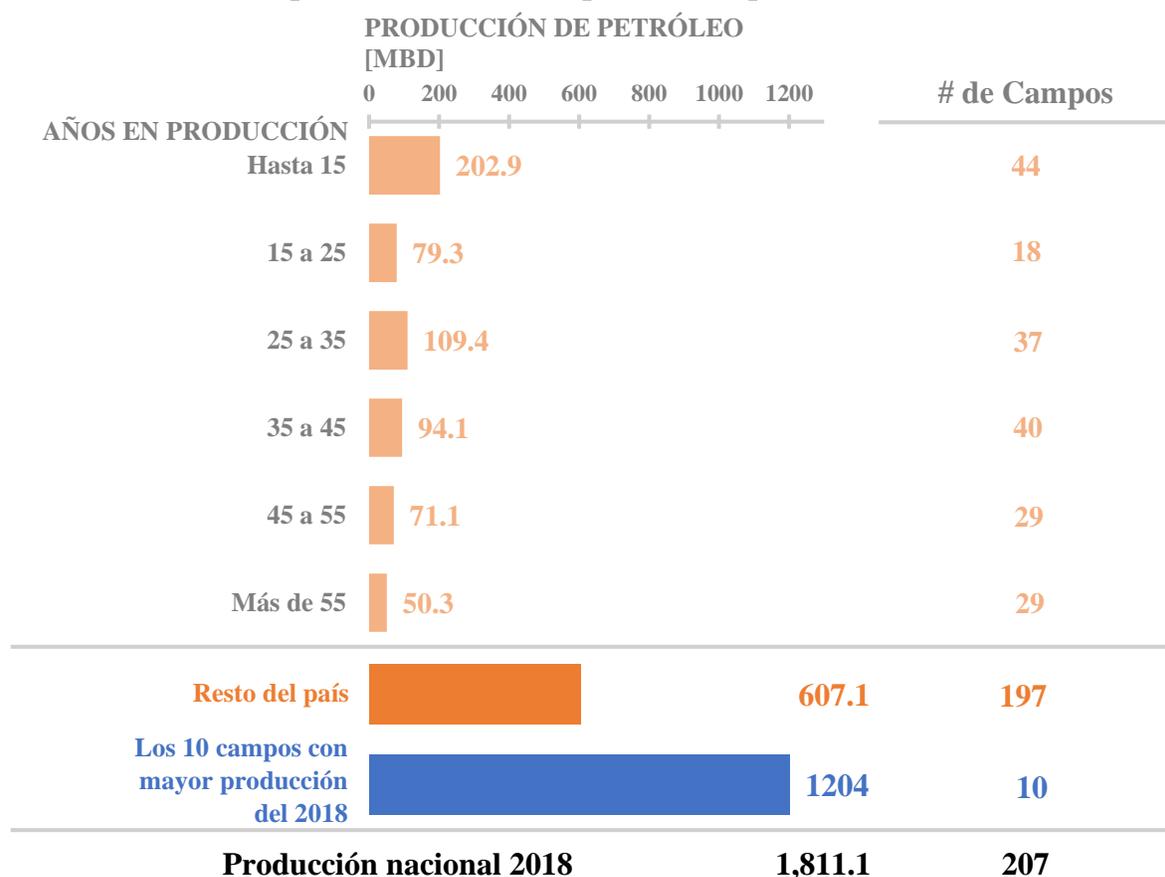


Figura III-6.- Producción de campos activos en 2018, por años en producción.

*Se separan los 10 campos con mayor producción del 2018.

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

La **Figura III-6** muestra que después de 25 años en producción los campos aportan cada vez menos y que incluso los campos de menos de 15 años son incapaces de equiparar a alguno de los 10 campos con mayor producción del 2018.

Se recalca que, de los 1,811.1 miles de barriles de petróleo que se produjeron diariamente en 2018, solo 607.1 miles de barriles de petróleo pertenecen a los **197 campos** que estuvieron activos en 2018 y no son parte de los 10 campos con mayor producción en ese año.

Este comportamiento es lógico, al pasar los años, sin procesos de Recuperación Mejorada, se pierde presión y el caudal de hidrocarburos se reduce, esto no es diferente para los 10 campos con mayor producción, en cada año, que, desde la caída de Akal, han tenido mucho movimiento en el podio, como se muestra en la **Tabla III-6**.

Tabla III-6.- Los 10 campos con mayor producción, entre 2003 y 2018

Años	1.º Lugar	Producción [MBD]	5.º Lugar	Producción [MBD]	10.º Lugar	Producción [MBD]
2003	Akal	2028.0	Jujo-Tecominoacán	74.7	Íride	44.30
2004	Akal	2038.0	Puerto Ceiba	77.0	Maloob	52.92
2005	Akal	1938.2	Puerto Ceiba	77.3	Maloob	46.88
2006	Akal	1701.4	Jujo-Tecominoacán	85.3	Sinán	52.60
2007	Akal	1389.1	Jujo-Tecominoacán	73.9	Samaria	61.64
2008	Akal	925.2	Ixtal	82.6	Bolontikú	57.55
2009	Akal	543.2	Ixtal	107.7	Caán	49.63
2010	Akal	369.8	Ixtal	117.6	Bolontikú	54.27
2011	Akal	313.8	Ixtal	105.8	Sinán	52.21
2012	Zaap	290.3	Sihil	110.5	May	50.98
2013	Zaap	299.0	Sihil	110.0	Kuil	47.76
2014	Maloob	331.6	Xanab	77.0	Samaria	53.10
2015	Maloob	370.6	Xanab	89.6	Ixtal	48.57
2016	Maloob	378.5	Xux	71.5	Samaria	34.09
2017	Maloob	402.8	Xux	63.9	Samaria	26.92
2018	Maloob	432.3	Xux	66.0	Tsimín	22.88

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

La **Tabla III-6** presenta la variación de la relevancia de la productividad de los principales campos del 2003 al 2018. La monopolización del primer lugar por Akal y, recientemente, por Maloob y es algo que al acercarnos al décimo lugar no existe, mostrando que estos campos no mantienen la misma relevancia con el tiempo. Cabe recalcar la reciente aportación del **campo terrestre Samaria** que, aparte de ser el cuarto campo más productivo del país (**Ver. Figura III-3**), en 2016 y 2017, fue el décimo campo con mayor producción del país. El actual primer lugar, Maloob, pasó de 47 mil barriles diarios en 2004 a 432.3 miles de barriles diarios en 2018.

Como se explicó en el análisis de la **Figura II-3**, el rápido declive de la producción nacional se debe a la gran reducción en la producción del Complejo Cantarell y, en la **Figura III-5**, se muestra que 10 campos son los que ahora sostienen la producción del país. Este comportamiento es usual para años anteriores, como se muestra en la **Figura III-7**.

La **declinación** general de la producción petrolera

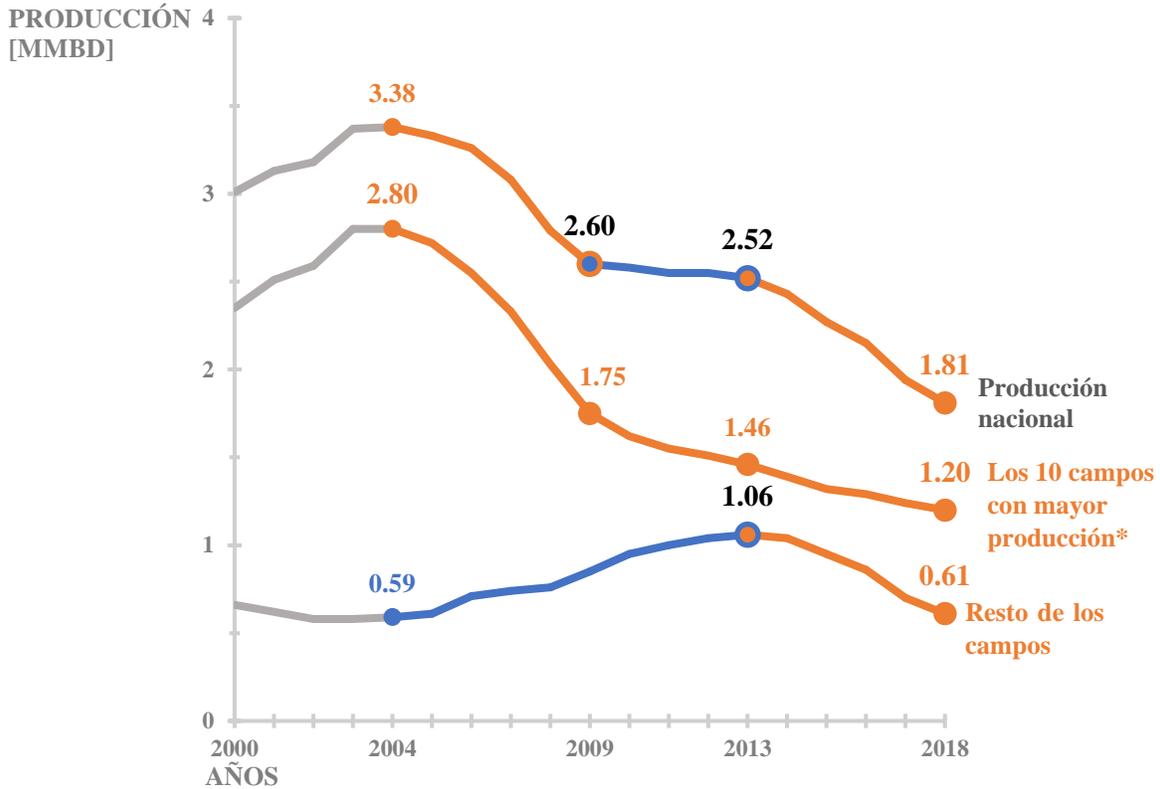


Figura III-7.- La declinación general de la producción petrolera

*La producción es la aportada por los 10 campos con mayor producción en sus respectivos años

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Se ve la gran relevancia que han tenido los 10 campos con mayor producción del país, para cada año, sin embargo, desde la caída de Akal, y considerando el repunte de Maloob, se han mantenido en un declive colectivo. En la producción nacional, se nota un ligero periodo de estabilización, entre 2004 y 2013, esto se debe a que hubo un gran aumento en la producción de petróleo del resto de los campos, pero ya ha alcanzado su pico y ahora colectivamente declinan en conjunto al grupo de los 10 campos con mayor producción.

Otra consideración es que los 10 campos con mayor producción en 2018, en especial el campo Maloob al ser el primer lugar en producción indiscutible, continúan acelerando su declinación lo cual es parte de la naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Esto conduce a una situación mucho más severa ya que no se cuenta con una buena base que pueda mantener estable la producción del país.

III.III. La relevancia de la Recuperación Mejorada en campos terrestres

Los campos terrestres en México han sido opacados por el rendimiento de la Región Marina. Sin embargo, estos deben de ser considerados con el fin de solucionar el problema de la declinación de la producción y tener beneficios a largo plazo.

En la **Figura III-8** se presenta la producción de petróleo del país, entre los años 1960 y 2018, desglosada entre campos marinos y terrestres.

El ascenso y declive de los campos mexicanos

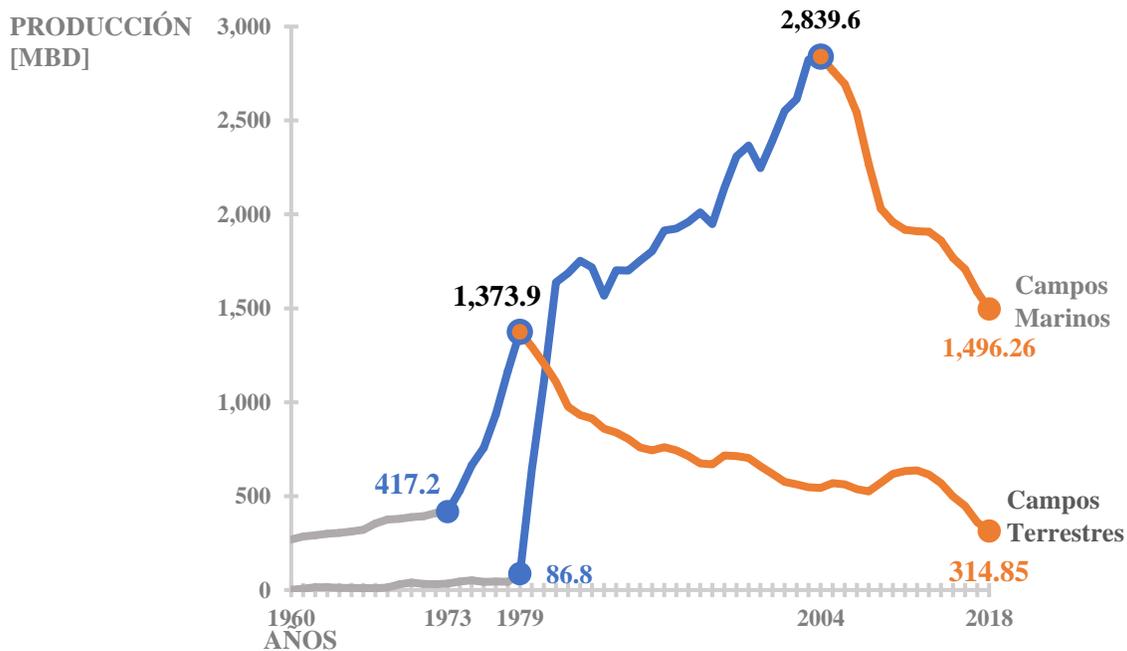


Figura III-8.- El ascenso y declive de los campos mexicanos.
 Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

A partir de 1973, se generó un rápido ascenso en la producción de los campos terrestres, la cual, alcanzó su pico en 1979, con la entrada de Cantarell a las filas de producción. Como resultado de enfocar las inversiones hacia la zona marina en aguas someras, se genera una falta de incentivos hacia las zonas terrestres permitiendo una declinación constante desde entonces, llegando a producir solamente 314.85 miles de barriles por día en 2018.

Una de las razones importantes por la que este fenómeno ocurrió es que, al descubrirse campos marinos tan prolíficos como los de Cantarell y más tarde del Complejo Ku-Maloob-Zaap, las inversiones se concentraron en la Región Marina a finales de la década de los 70, disminuyendo significativamente aquellas dirigidas a campos terrestres que, en general, debido a sus propiedades petrofísicas, tipo de roca y espesores tienen menores productividades por pozo.

Al desglosar la producción de petróleo, por intervalos de edad y discretizando entre campos marinos y campos terrestres, se observa que la mayor producción se engloba en los campos jóvenes marinos, como se muestra en **Figura III-9**, donde se excluye la aportación de los campos Maloob (432.3 miles de barriles diarios) y Zaap (297.4 miles de barriles diarios), del intervalo 25 a 35 años en producción ya que generaría una estadística sesgada de la situación.

La producción del 2018 de los Campos Marinos* y Campos Terrestres

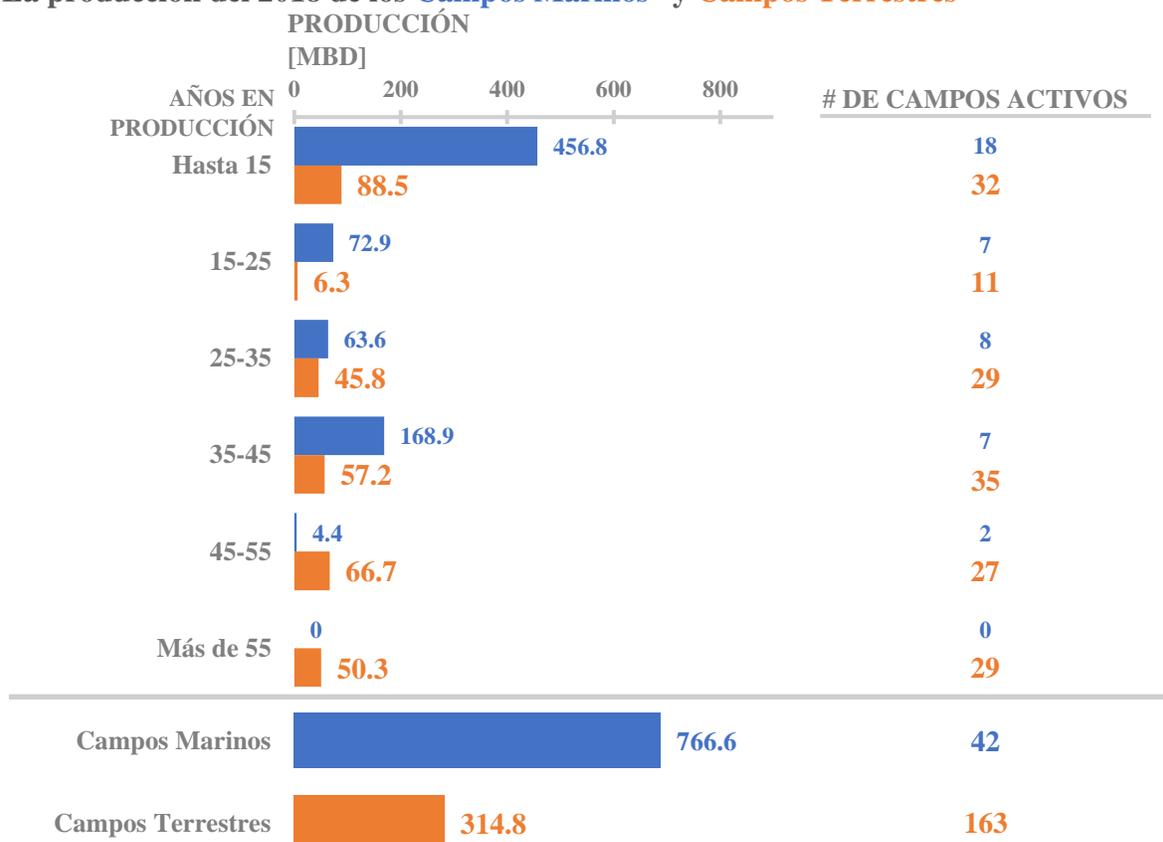


Figura III-9.- La producción del 2018 de los Campos Marinos y Campos Terrestres, excluyendo a Maloob y Zaap.
 *Se omiten los campos Maloob (432.3 miles de barriles diarios) y Zaap (297.4 miles de barriles diarios). Si se incluyeran, el valor real de la producción, para los campos de 25 a 35 años en producción, sería de 793.3 miles de barriles diarios y el número de campos marinos activos en ese intervalo sería de 10, para dar un total de 44 campos marinos activos en 2018
 Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Los campos marinos más jóvenes dominan la producción petrolera del país. Algo notable es que, a pesar de que en los campos terrestres se encuentran los campos más antiguos del país, su producción se ha mantenido estable entre estos intervalos. Uno de los factores es que cuentan con una cantidad de campos mucho mayor. Sin embargo, más del 70% de los campos terrestres tienen más de 25 años en producción, lo que es preocupante ya que, como se mostró en la **Figura III-6**, conforme pasan los días sin aplicar un proceso de Recuperación Mejorada los campos irán aportando cada vez menos hasta que ya no sean rentables y se cierran temporal o, en el peor de los casos, definitivamente. Este ciclo vicioso se agrava cuando un campo se cierra pues el deterioro aumenta y su reincorporación se hace más difícil.

Debido a la producción tan grande que presentan los campos nuevos de la Región Marina y el rápido ascenso en su producción (**Ver. Tabla III-6**), en la Reforma Energética se incentiva la exploración por medio de Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), las cuales se han enfocado también en el Golfo de México.

En la **Figura III-10** se presenta un mapa, creado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con un estimado de inversión realizada por medio de estudios exploratorios derivados de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES).

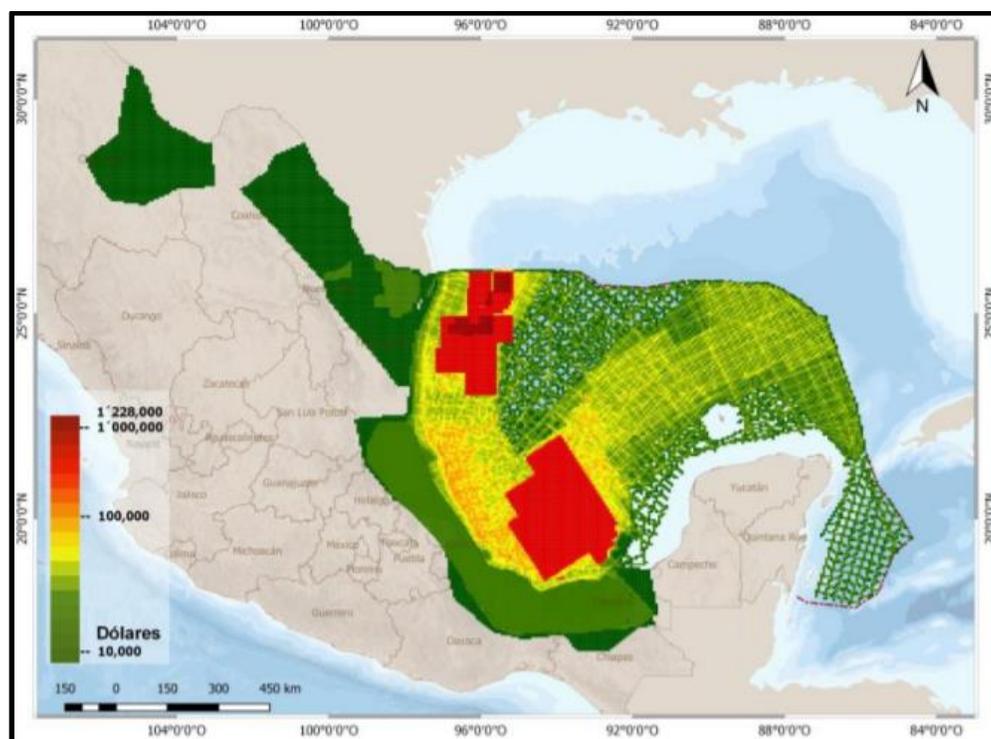


Figura III-10.- Mapa del estimado de inversión en dólares por cada 40 km² aproximadamente
 Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[5], publicado el 23 de enero de 2019 y recuperado el 30 de abril de 2019

Es claro que la posibilidad de encontrar un campo como Akal o Maloob, para reponer de forma más rápida la producción nacional es muy atractiva. Incluso, Los campos terrestres, encontrados a la fecha, no presentan producciones acumuladas ni caudales tan atractivos como los de la Región Marina (**Tabla III-2 y Tabla III-5**). En la **Tabla III-7** se enlistan los 10 campos terrestres con mayor producción de petróleo en 2018.

Tabla III-7.- Los 10 campos terrestres con mayor producción en el 2018

Campos	Producción de petróleo [MBD]	Aportación a la producción nacional [%]	Años en producción
1.- Samaria	22.75	1.256	54
2.- Tizón	19.14	1.057	28
3.- Terra	11.56	0.637	9
4.- Rabasa	11.53	0.637	10
5.- Madrefil	11.10	0.613	9
6.- Sini	9.42	0.520	5
7.- Jujo-Tecominoacán	9.06	0.500	38
8.- Poza Rica	7.80	0.431	59*
9.- Caparroso Pijije Escuintle	7.76	0.428	36
10.- Tamaulipas Constituciones	7.02	0.388	59*
10 campos terrestres con mayor producción del 2018	117.14	6.468	-
1.º lugar general Maloob	432.3	23.87	30

*Debido a que el valor más antiguo de producción mensual es en enero de 1960, esta es la edad máxima que un campo puede tener hasta el 31 de diciembre de 2018, por lo que estos campos podrían ser más antiguos.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Los 10 campos terrestres con mayor producción del 2018 no son capaces de competir con el primer lugar general, Maloob, que, en 2018, tuvo un caudal 3.5 veces mayor que estos campos terrestres. Aún más, al compararlos con los 10 campos con mayor producción a nivel nacional (**Ver Tabla III-5**), existe una diferencia de 1.1 millones de barriles de petróleo diarios. Se necesitarían por lo menos 100 campos terrestres, con las características de los 10 campos presentados en la **Tabla III-7** para igualar la aportación de los 10 campos con mayor producción en 2018.

Una de las razones del porque los campos terrestres tienen producciones tan bajas se debe a que en ellos se encuentran los campos más antiguos de la Nación.

Sin embargo, al observar la mayoría de las edades de estos campos terrestres se nota que han mantenido un declive estable, a diferencia de los campos marinos que, debido a su productividad y a su ritmo de producción mucho mayores que los campos terrestres, han mostrado tasas de declinación mayores.

Como se presentó en la **Tabla III-2**, los campos terrestres Samaria, Poza Rica y Jujo-Tecominoacán son 3 de los 12 campos que más han aportado al país, pero, su producción acumulada es menor que el 85% de la suma de producción acumulada de los dos campos marinos Ku y Abkatún, siendo el segundo y tercero en el orden de los campos más prolíficos del país.

Los excelentes campos que ha descubierto el país enmascaran la realidad del resto en materia de producción. En la **Figura III-11**, se muestra la producción de los campos marinos y terrestres, pero se excluyen los 10 campos con mayor producción, en general, de cada año.

La realidad de la producción marina y terrestre

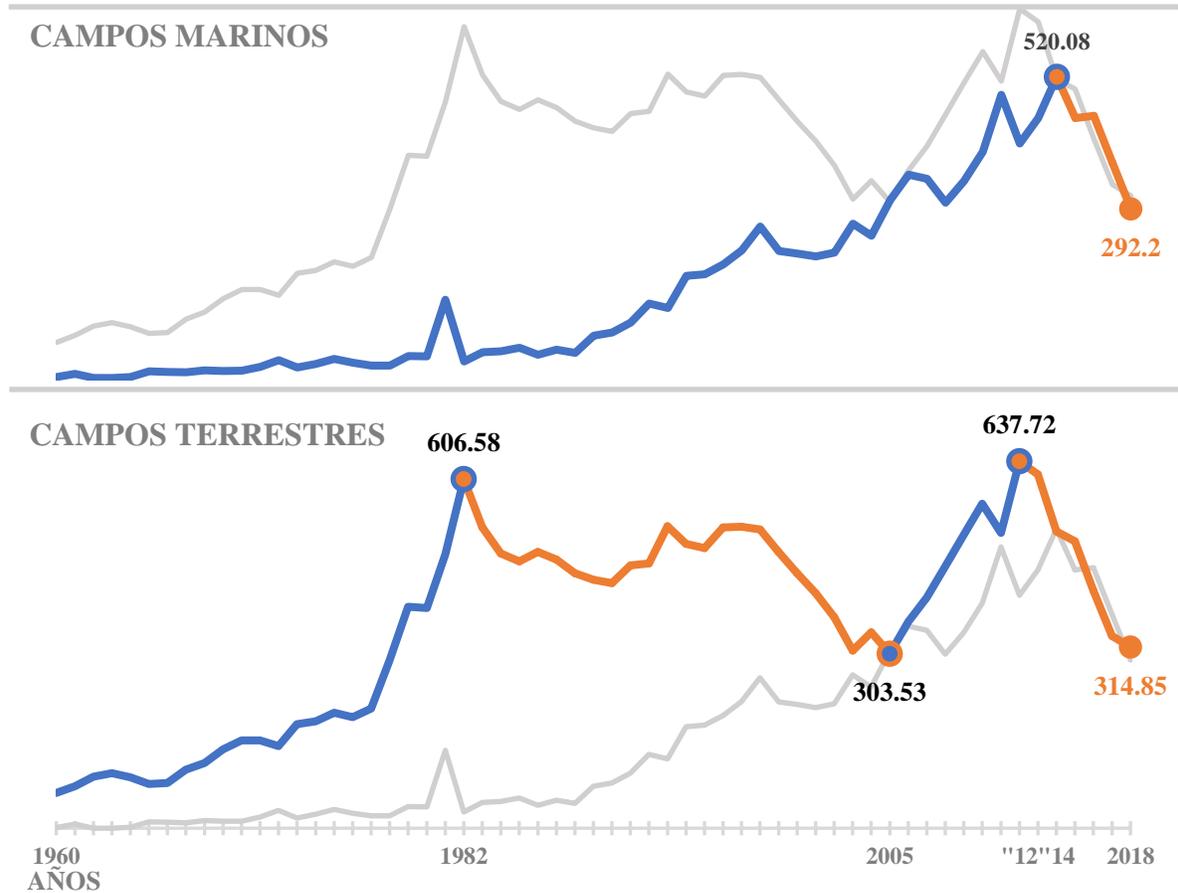


Figura III-11.- La realidad de la producción marina y terrestre
 Nota: Se excluyen los 10 campos con mayor producción, en general, para cada año.
 Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

La **Figura III-11** permite ver que el conjunto de campos terrestres ha presentado una producción reciente, incluso mayor al de los campos marinos. Con picos relevantes de producción en 1982 y 2012. Los campos terrestres, individualmente, no presentan caudales tan atractivos como los de la Región Marina, de hecho, esta producción se debe totalmente al alto número de campos terrestres que aportaron a este caudal, como se muestra en la **Figura III-12**.

Número de campos activos*, 1960 - 2018

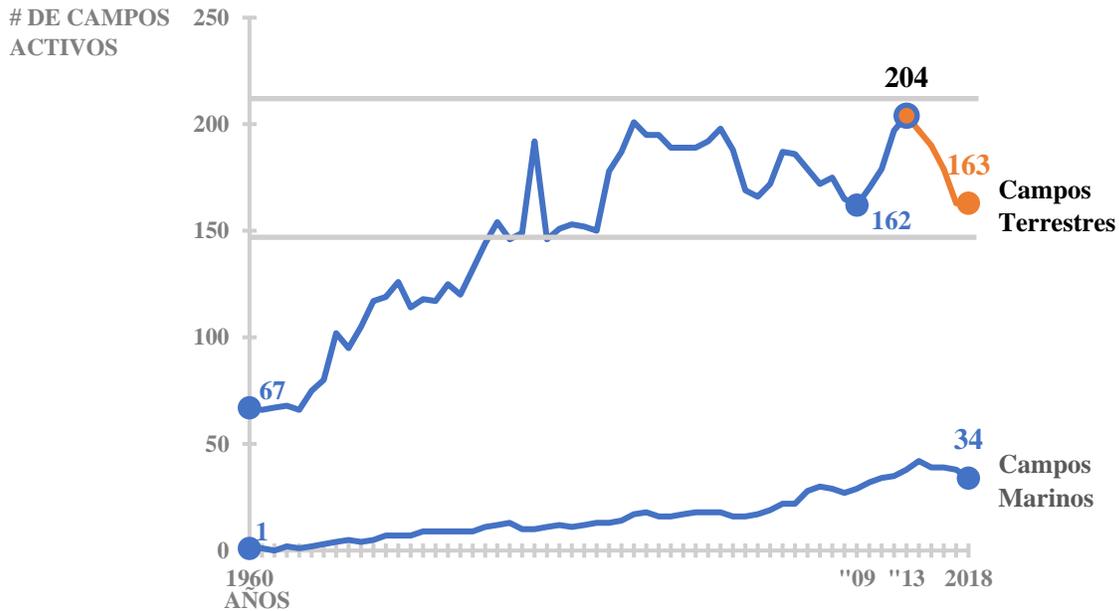


Figura III-12.- Número de campos activos, 1960-2018

*Se excluyen los 10 campos con mayor producción, en general, para cada año.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

El número de campos activos, en la Región Marina, ha aumentado de forma constante desde 1960. Debido a los esfuerzos de exploración concentrados en el Golfo de México (**Ver Figura III-10**), ingresando constantemente descubrimientos a las filas de producción de la Región Marina.

Por otra parte, el número de campos terrestres activos ha variado enormemente durante el mismo periodo, en los últimos años, se observa que el número de campos activos oscila dentro de un área definida, lo que insinúa que, al paso del tiempo, se han ingresado cada vez menos campos nuevos a las filas de producción. Este hecho es preocupante debido a la relación lógica que existe en ambas regiones donde a mayor número de campos activos la producción aumenta, como se muestra en la **Figura III-13**.

La relación de los campos activos* con la producción

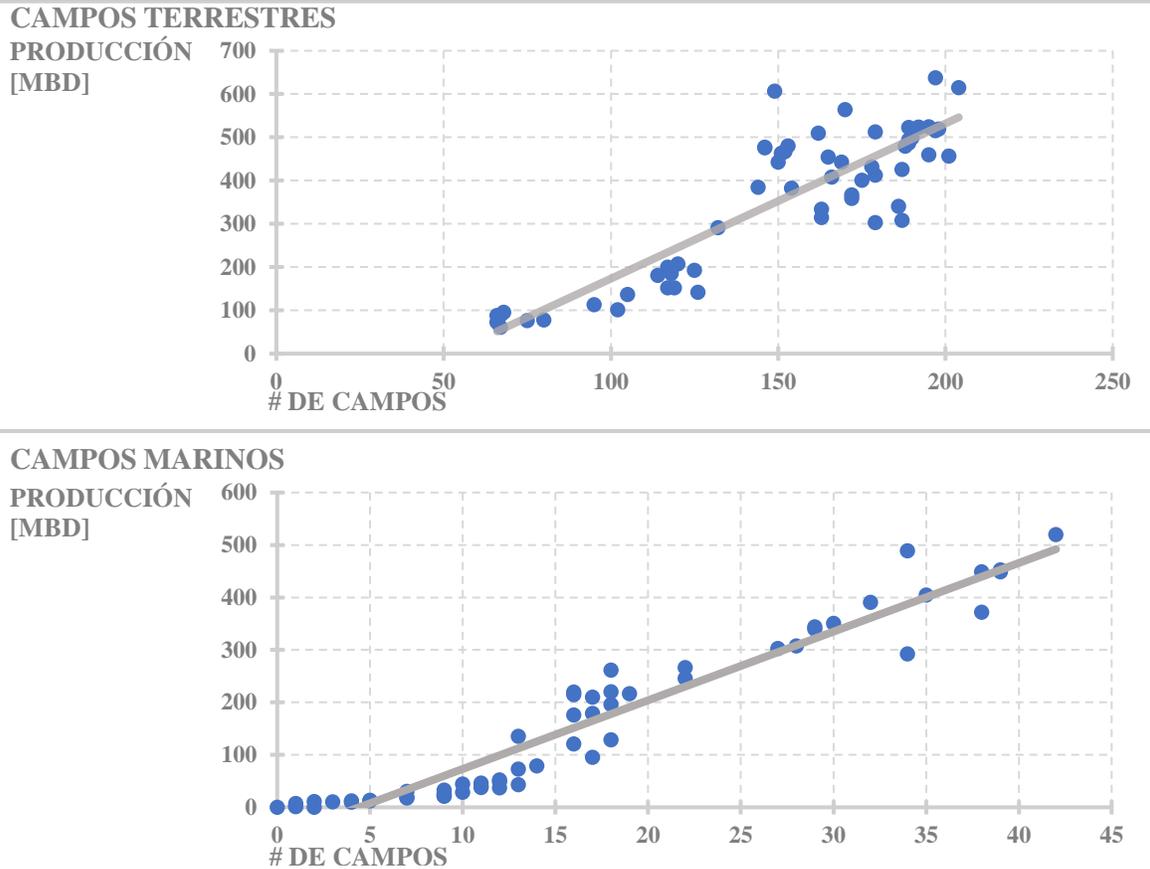


Figura III-13.- La relación de los campos activos con la producción

*Se excluyen los 10 campos con mayor producción, en general, para cada año.

Se analizaron los datos de producción reportados en el Sistema de Información de Hidrocarburos desde enero de 1960 y hasta diciembre de 2018.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Con la información presentada se intuye la necesidad de técnicas de Recuperación Secundaria y Mejorada para los campos terrestres de la Nación. Al establecerse una disminución en la adición de campos terrestres suficientes como para generar un cambio relevante en la producción, se vuelve necesario un plan de acción que aproveche eficientemente los recursos que ya se conocen. La producción terrestre se encuentra fuertemente ligada al número de campos activos, por lo que alargar la vida productiva de dicha región es un gran paso positivo, obteniendo una base estable y suavizar la declinación de la Producción Nacional, mientras que los descubrimientos y el desarrollo de la Región Marina se vuelvan lo suficiente como para volver a poner la Producción Nacional en un ascenso constante pero estable.

IV. El potencial de la Recuperación Mejorada en México, al 2018

El definir cuando un campo petrolero tiene potencial para emplear una técnica de Recuperación Mejorada es una tarea que, idealmente, debe realizarse poco tiempo después del descubrimiento^[57]. A medida que se desarrolla un campo, se perforan más pozos, se adquiere responsablemente más información y antes de alcanzar el pico de producción y se presente la declinación, las decisiones se vuelven más críticas para implementar el o los procesos idóneos de Recuperación Mejorada^[57].

Las técnicas de Recuperación Mejorada pueden enfocarse tanto a campos maduros como a campos recientemente descubiertos, pero, a medida que se retrasa su implementación, las decisiones se complican para poderlas aplicar en una manera rentable^[57].

Un reporte del IHS Cambridge Energy Research Associates considera como campos maduros aquellos que han producido más del 50% de las reservas probadas establecidas más las reservas probables, o aquellos que han producido más de 25 años. Halliburton considera como campos maduros aquellos que ya han pasado su pico de producción y se encuentran en declinación. Estas son algunas de las muchas definiciones que existen, en la cual cada compañía/institución utiliza especificaciones a su criterio.

Aún con una definición aceptada de forma universal, el que un campo sea considerado maduro, no significa que una técnica sea aplicable. Se necesita el haber analizado y aplicado a tiempo el conocimiento integral multidisciplinario ligado a la compilación y análisis, en forma minuciosa, de la información pertinente y haber hecho un estudio detallado de la economía y las dificultades logísticas del campo para verificar que se puede proponer un método dado de Recuperación Mejorada^[57].

En este trabajo se tiene como enfoque que todos los campos, independientemente de la parte del ciclo de vida en la que se encuentre, deben de tener la planificación para un método de Recuperación Secundaria o Mejorada, con el fin de que se tenga una actualización eficiente y sensata conforme avanza la explotación del campo. Es por esta razón, que no se hará distinción alguna entre campos maduros y campos jóvenes.

IV.I. El Volumen Original Remanente de petróleo y el Volumen No Considerado Reserva

En esta sección se pretenden mostrar los aspectos más relevantes de los campos petroleros, con el fin de encontrar un área de oportunidad para la aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada. Existe un gran potencial remanente en el país, como se presenta en la **Tabla IV-1**.

Tabla IV-1.- Comparación entre los 12 campos más prolíficos del país y el resto de los campos del país

Agrupación	NP@2018 [MMMB]	NP@2018 [%]	N3P@2018 [MMMB]	N3P@2018 [%]	FR@2018 [%]
Los 12 campos más productivos del país (Ver Tabla III-2)	28.7	63.1	75.6	29.8	38.0
El resto de los campos del país*	16.8	36.9	178.3	70.2	9.4
Nacional	45.5	-	253.9	-	17.9

*Se utilizaron 425 campos para la Producción Acumulada y 386 campos para el Volumen Original 3P de petróleo, esto acorde a las reservas al 1 de enero de 2019, esto acorde al número de campos que si presentan Volumen Original 3P de petróleo y que presentan producción mensual en el Sistema de Información de Hidrocarburos.

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

La **columna 6** resalta los excelentes Factores de Recuperación que han tenido los 12 campos más productivos del país (**Ver Tabla III-2**) teniendo un Factor de Recuperación individual, mayor al 30% en 9 de los 12 campos, siendo, Maloob, Poza Rica y Zaap, la excepción. Campos como Akal y Nohoch, con Factores de Recuperación de 42% y 32% respectivamente, han logrado una alta productividad gracias a las características naturales de Yacimientos Naturalmente Fracturados, como muy alta permeabilidad vertical, que propicia la segregación gravitacional apoyada por la inyección de gas en la parte superior de la estructura. El campo Samaria, siendo el único campo terrestre que ha superado el Factor de Recuperación de 35%, ha recibido inyección de gas y de agua aunado a pruebas piloto de técnicas de Recuperación Mejorada mostrando resultados favorables.

Esto contrasta mucho al Factor de Recuperación del resto de los campos del país que, colectivamente, muestran un Factor de Recuperación menor al 10%, mostrando un gran potencial remanente al conocerse donde se encuentran más del 90% del Volumen Originalmente descubierto: 160 miles de millones de barriles.

Como bien se define, las reservas son aquellas acumulaciones para las cuales, el operador, ya tiene un proyecto rentable, y es por esto que, antes de hablar del potencial se tiene que visualizar la evolución que ha tenido la acumulación con mayor prioridad, las reservas 1P de petróleo nacionales, ya que en estas se respalda y sirven para lograr mejores acuerdos cuando alguna empresa o país requiere de un préstamo para apalancar sus inversiones.

En la **Figura IV-1** se presenta la evolución de las reservas 1P de petróleo, por campos marinos y terrestres.

Evolución de las reservas 1P de los campos marinos y campos terrestres

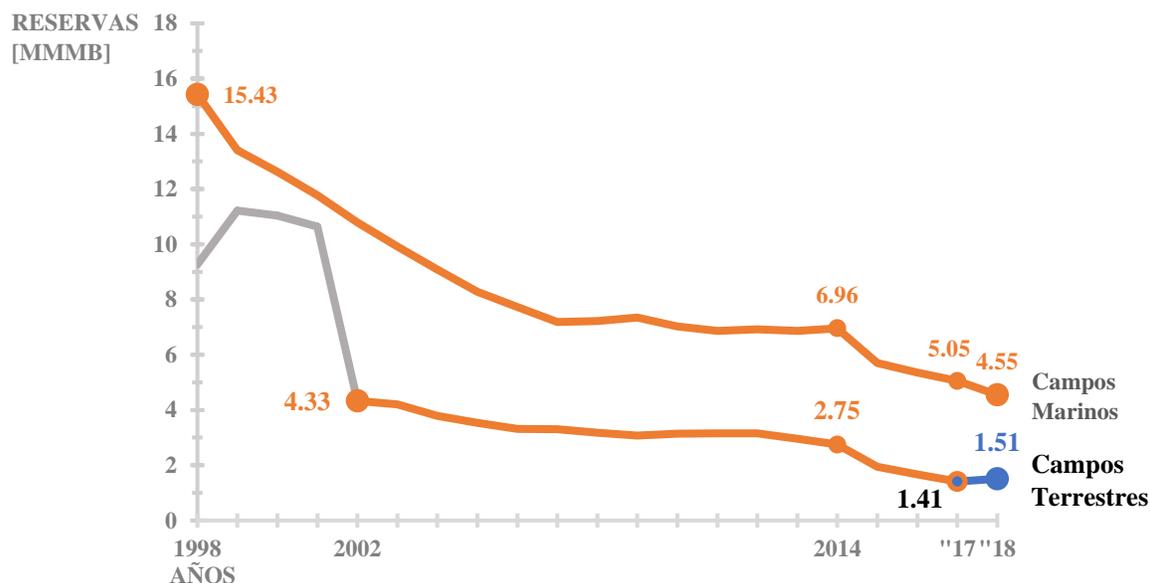


Figura IV-1.- Evolución de las reservas 1P de petróleo.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[7], al 31 de diciembre de cada año.

Desde 1998, las reservas de los campos marinos se han encontrado en un rápido declive que va acorde a la alta producción que conlleva esta región. Los campos terrestres también muestran una declinación suave, exceptuando la gran disminución del 2014. De 2017 al 2018, se mostró un ligero incremento en las reservas de los campos terrestres. Lo que es importante recalcar es que, a pesar de mostrar un incremento en las reservas terrestres, los campos marinos siempre han dominado las reservas 1P del país.

Si con exploración se quisiera restituir por lo menos el 20% de las reservas que se han perdido entre 2014 y 2018, que son 730 millones de barriles, se tendría que incorporar un activo 20% mayor al campo Ayatsil (592 millones de barriles) o uno del 70% del campo Maloob (1,042 millones de barriles).

Una solución a este problema, aparte de incorporar volúmenes por medio procesos más exitosos de Exploración, es el poder incrementarlas mediante técnicas de Recuperación Mejorada.

La Recuperación Mejorada puede implementarse a volúmenes ya desarrollados. En el país, existe gran cantidad de petróleo en el subsuelo, al que no se le ha planteado una propuesta de mejor desarrollo todavía. Un indicador de esto es el Volumen No Considerado Reservas del país.

El Volumen Original de petróleo es aquel que se encontraba en el subsuelo antes de comenzar cualquier actividad de extracción en el campo/yacimiento, en cambio, el Volumen Original Remanente de petróleo es el resultado de sustraer la Producción Acumulada al Volumen Original de petróleo, mostrando la cantidad de petróleo que continúa en el subsuelo.

El volumen indicador utilizado será el Volumen No Considerado Reserva, que proviene de restar las reservas 3P (reservas probadas + reservas probables + reservas posibles) de petróleo al Volumen Original Remanente del país. Esto debido al enfoque que presenta la Recuperación Mejorada que es el de incorporar reservas, provenientes de este volumen. En este caso se utilizó el Volumen Original 3P de petróleo, reportado en las reservas del 1 de enero de 2019^[7] y versiones homologadas de la Producción Acumulada y las reservas 3P de la Nación.

De los 437 campos que han presentado producción en México, 324 reportaron Volumen Original 3P de petróleo, en las reservas oficiales al 1 de enero de 2019 por lo que no se utilizará la producción acumulada de 113 campos.

Los 113 campos excluidos en esta estadística, y por el resto de la sección, son:

(1)Abedul, (2)Acagual, (3)Acalapa, (4)Adolfo López Mateos, (5)Ají, (6)Alabastro, (7)Alunita, (8)Apertura, (9)Barcodón, (10)Barita, (11)Bornita, (12)Bronce, (13)Cacao, (14)Cafeto, (15)Calamina, (16)Calicanto, (17)Canadá Rica, (18)Caracolillo, (19)Cardona, (20)Casablanca, (21)Catedral, (22)Chamigua, (23)Chunco, (24)Coanochapa, (25)Cobo, (26)Cocuite, (27)Comitas, (28)Corcovado, (29)Cosmos, (30)Cuichapa-Poniente, (31)Dione, (32)Donita, (33)Ed, (34)El Barco, (35) El Caballo, (36)El Golpe, (37)Estanzuela, (38)Fobos, (39)Fortuna Nacional, (40)Francisco Cano, (41)Galván, (42)Gaspar, (43)Guayo, (44)Gutiérrez Zamora, (45)Jano, (46)Juan Rosas, (47)La Laja, (48)Lámina, (49)Lerma, (50)Lizamba, (51)Macarena, (52)Macayo, (53)Madera, (54)Malva, (55)Manuel Rodríguez Aguilar, (56)Metlaltoyucan, (57)Micra, (58)Miguel Hidalgo, (59)Minio, (60)Montería, (61)Mundo Nuevo, (62)Naranjos Varios, (63)Novillero, (64)Oruga, (65)Pailebot, (66)Pajonal, (67)Palma Sola Norte, (68)Palma Sola Oriente, (69)Pandura, (70)Papaltlarillo, (71)Papatlas, (72)Paraíso, (73)Paso de Oro, (74)Patasté, (75)Pitepec, (76)Plan de Oro, (77)Polar, (78)Pomela, (79)Pontón, (80)Postectitla, (81)Puya, (82)Rosario, (83)San Jerónimo, (84)Santa Anita, (85)Santa Clara, (86)Santuario, (87)Secadero, (88)Silvita, (89)Sirio, (90)Sohol, (91)Tajón, (92)Talismán, (93)Tecolutla, (94)Ternero, (95)Tiburón, (96)Tintorera, (97)Topén, (98)Tres Higueras, (99)Treviño, (100)Troncones, (101)Tucán, (102)Turquesa, (103)Tzapotempa, (104)Umbriel, (105)Unión y Progreso, (106)Urano, (107)Varios Sector Cerro Azul, (108)Vernet, (109)Vicente Guerrero, (110)Vistoso, (111)Yate, (112)Yucateco y (113)Zapotat.

Representando una reducción de solamente 612.7 millones de barriles de petróleo en la Producción Acumulada de la Nación de 45,515.6 millones de barriles de petróleo, resultando en una Producción Acumulada, solo utilizada para fines de esta sección, de 44,902.9 millones de barriles que se utilizará para obtener el Volumen Original Remanente 3P de petróleo.

Bajo el mismo razonamiento de excluir las producciones acumuladas provenientes de campos con un dato de 0 en el Volumen Original 3P de petróleo con el fin de evitar quitar petróleo adicional a aquellos campos que si cuentan con todos sus datos, se excluyeron las reservas de los “campos”: CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017, CNH-M3-MISION/2018, CNH-M4-ÉBANO/2018 y CNH-M5-MIQUETLA/2018, Ichalkil, Pokoch, R01L03, R02L02, R02L03 y R03L01.

En conjunto estos 10 campos/áreas contractuales, representan 189, 181.6 y 181.6 millones de barriles para las reservas probadas, probables y posibles de la Nación, respectivamente. Dando como resultado 18,494.7 millones de barriles para las reservas 3P utilizadas en únicamente en esta sección para calcular el Volumen No Considerado Reserva.

En resumen, se excluyen las producciones acumuladas de los 113 campos (612.7 millones de barriles de petróleo) que si presentan producción pero no presentan Volumen Original 3P de petróleo y las reservas de los 10 campos/áreas contractuales (552.2 millones de barriles de petróleo) que tampoco presentan Volumen Original 3P de petróleo, con el fin de solo sustraer las producciones acumuladas (44,902.9 millones de barriles de petróleo/324 campos) y las reservas 3P (18,494.7 millones de barriles de petróleo/398 campos) de aquellos campos que sí presentan Volumen Original 3P de petróleo obteniendo así el Volumen Original Remanente 3P de petróleo y, al sustraer las reservas 3P de estos campos, obtener el Volumen No Considerado Reserva, del cuál provendrían las reservas incorporadas por medio de Recuperación Mejorada.

En la **Figura IV-2**, se presenta el Volumen Original Remanente de petróleo y el Volumen No Considerado Reserva de la Nación.

Volumen No Considerado Reserva de la Nación, al 31 de diciembre de 2018

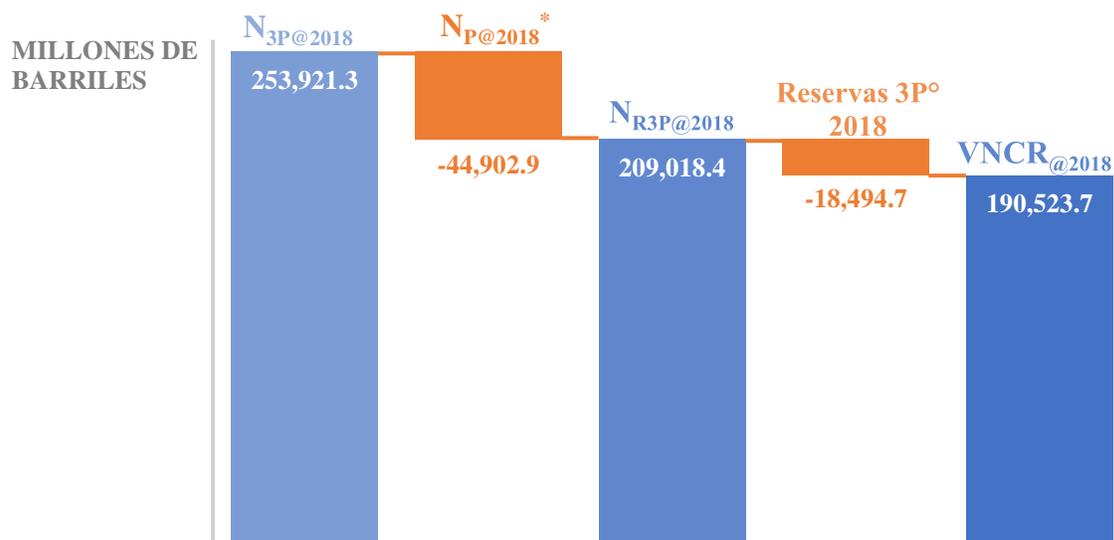


Figura IV-2.- Volumen No Considerado Reserva de la Nación, al 31 de diciembre de 2018

*Esta Producción Acumulada de la Nación representa la suma de las producciones acumuladas individuales de aquellos campos que sí presentan Volumen Original 3P de petróleo en las reservas al 1 de enero de 2019 (324 campos).

El total de campos productores del país es de 437 campos y la Producción Acumulada de la Nación, al 31 de diciembre de 2018 es de 44,515.6 millones de barriles de petróleo.

°Se utilizaron solo las reservas 3P de los campos (398 campos) que sí presentan Volumen Original 3P de petróleo, en las reservas al 1 de enero de 2019.

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

El Volumen No Considerado Reserva del 2018 (VNCR) es de 190,523.7, el cual tiene la posibilidad de que un porcentaje de este sea aprovechado mediante técnicas de Recuperación Mejorada, representa el 75% del Volumen Original 3P de petróleo de 2018.

Al solo existir incorporaciones a las reservas por medio de la exploración, se tiene el problema de que no se desarrollará ese Volumen No Considerado Reserva (VNCR) a no ser que existan modificaciones a las evaluaciones económicas y técnicas de mejor explotación de los campos incorporando más reservas provenientes de este volumen.

Si con técnicas de Recuperación Mejorada se recupera el 10% de ese Volumen No Considerado Reserva (VNCR), que son 19 miles de millones de barriles, sería el equivalente a casi 30 años de producción nacional al ritmo del 2018 (**1.81 millones de barriles diarios de petróleo**).

IV.II. La oportunidad de la Recuperación Mejorada en los campos terrestres

Los campos terrestres fueron los que iniciaron la industria petrolera en México, es por esta razón que son los que llevan más años en producción. En esta sección se hará un enfoque especial a los campos terrestres ya que, como se presentó en el capítulo anterior, se encuentran en una situación precaria debido a que las inversiones en exploración son mucho menores en tierra que en la Región Marina, dando como resultado que la producción de estas regiones dependerá completamente de los campos terrestres ya descubiertos, los cuales, al no existir un plan de Recuperación Mejorada para reducir la tasa de declinación, que se ha presentado desde 1979, producirán cada vez menos debido a que más del 70% de los campos terrestres han estado en producción por más de 25 años llegando al punto donde no son rentables y sean cerrados de forma temporalmente o, en el peor de los casos, definitivamente, lo que afectaría a la producción general de la Región Norte y Región Sur del país debido a la fuerte relación que existe entre la producción terrestre de petróleo y los campos terrestres activos (**Ver La relevancia de la Recuperación Mejorada en campos terrestres**).

En la **Figura IV-3**, se presenta la cantidad de Volumen No Considerado Reserva en los campos terrestres, repartido entre los activos presentados en las reservas al 1 de enero de 2019^[7], y los campos marinos.

El Volumen No Considerado Reserva en Campos Terrestres			
	MMB	Total = 190,523.7	# de Campos
Aceite Terciario del Golfo	62,161.3		29
Poza Rica-Altamira	25,783.1		110
Samaria-Luna	8,729.9		18
Bellota-Jujo	8,243.7		28
Cinco Presidentes	5,135.1		41
Macuspana-Muspac	3,959.0		33
Veracruz	1,537.4		11
Burgos	266.2		12
No aplica*	235.5		2
Campos Terrestres	116,051.2		284
Campos Marinos	74,472.5		114

Figura IV-3.- El Volumen No Considerado Reserva en Campos Terrestres.

MMB: Millones de barriles de petróleo.

*Este activo, que se pone tal cual aparece en las reservas al 1 de enero de 2019, engloba a los campos Chocol y Cibix.

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[4][7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Los campos terrestres contienen el 60% del Volumen No Considerado Reserva de la Nación, en 2018, mostrando la relevancia de estos campos. Aunque los campos terrestres no cuenten con caudal equiparable a los campos marinos, (**Ver Tabla III-5 y Tabla III-7**), en materia de Volumen No Considerado Reserva, sobrepasan en 20% a los volúmenes de la Región Marina, al haber una diferencia de 41.6 miles de millones de barriles de petróleo, una cantidad mayor que el Volumen Original 3P de petróleo de Akal [**30.8 MMMB**] (**Ver Tabla III-2**).

También, hay 2.5 veces más campos terrestres que de campos marinos, lo cual resulta benéfico si se realiza una planeación adecuada. Al existir una gran cantidad de campos terrestres en las zonas petroleras del país, aumenta las probabilidades de que alguna técnica de Recuperación Mejorada sea viable para un grupo de campos en ubicaciones relativamente cercanas.

El Activo Aceite Terciario del Golfo contiene más de la mitad del Volumen No Considerado Reserva de todos los campos terrestres y una tercera parte del Volumen No Considerado Reserva de la Nación, esto es equivalente a dos veces el volumen original de Akal y muy cerca de todo el Volumen Considerado No Reserva de la Región Marina, con tan solo 29 campos. Si se pudiera recuperar el 10% de ese Volumen No Considerado Reserva, sería equivalente a la mitad de toda la producción acumulada de Akal, al 31 de diciembre de 2018.

Otro Activo de relevancia, es el Activo Poza Rica-Altamira, donde se encuentra el 40% de todos los campos terrestres de la Nación, incluyendo el campo Poza Rica, que es uno de los más antiguos y más productivos del país (**Ver Tabla III-2 y Tabla III-7**). En este Activo se encuentra una quinta parte de todo el Volumen No Considerado Reserva terrestre.

En la **Tabla IV-2**, se presentan los 10 campos terrestres con mayor Volumen No Considerado Reserva (VNCR), jerarquizados de mayor a menor en este aspecto. Los campos de color naranja pertenecen al Activo Aceite Terciario del Golfo y los azules al Activo Poza Rica-Altamira.

Tabla IV-2.- Los 10 campos terrestres con mayor Volumen No Considerado Reserva (VNCR)

Campo	Años en Producción	N _{3P@2018} [MMB]	N _{P@2018} [MMB]	N _{R3P@2018} [MMB]	R. 3P	VNCR@2018 [MMB]
					2018 [MMB]	
1.- Coyoil	31	7,679.85	3.09	7,676.76	193.16	7,483.60
2.- Cacalilao	52	7,104.27	342.21	6,762.06	16.98	6,745.08
3.- Pánuco	59 ¹	5,204.14	369.68	4,834.46	17.20	4,817.26
4.- Palo Blanco	41	4,765.37	0.56	4,764.81	103.07	4,661.74
5.- Furbero	29	4,644.90	12.29	4,632.61	112.84	4,519.77
6.- Humapa	14	4,384.68	9.11	4,375.57	208.93	4,166.64
7.- Amatlán	16	4,170.50	0.22	4,170.28	149.80	4,020.48
8.- Poza Rica	59 ¹	4,808.61	1,436.74	3,371.87	130.31	3,241.56
9.- Agua Nacida	40	3,074.26	1.59	3,072.67	52.14	3,020.53
10.- Pastoría	5	3,108.86	0.05	3,108.81	117.93	2,990.88
Grupo 1 ²	-	31,828.42	26.91	31,801.51	937.87	30,863.64
Grupo 2 ²	-	17,117.02	2,148.63	14,968.39	164.49	14,803.9
10 campos con mayor VNCR	-	48,945.44	2,175.54	46,769.90	1,102.36	45,667.54

¹Debido a que el valor más antiguo de producción mensual es en enero de 1960, esta es la edad máxima que un campo puede tener hasta el 31 de diciembre de 2018, por lo que estos campos podrían ser más antiguos.

Datos de producción mensual, con los que se calculó la producción acumulada y los años en producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

²Grupo 1 son campos que pertenecen al Activo Aceite Terciario del Golfo. Grupo 2 son campos que pertenecen al Activo Poza Rica-Altamira.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y Reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Esta tabla muestra como el **Aceite Terciario del Golfo (Grupo 1)** es uno de los activos más importantes de la Nación, dominando en los 10 campos terrestres con mayor Volumen No Considerado Reserva del 2018. En el conjunto de estos campos se encuentra el 24% de todo el Volumen No Considerado Reserva y una quinta parte de todo el Volumen Original Remanente 3P de petróleo de la Nación.

De igual manera, en esta tabla aparece uno de los activos más antiguos del país, el Activo Poza Rica – Altamira. Este activo, aunque solo aparezcan 3 de sus 110 campos, se vuelve relevante en materia de producción al contener campos como Poza Rica y Pánuco.

Analizando el Factor de Recuperación de petróleo de estos campos se observa que el Aceite Terciario del Golfo, en cada uno de sus campos, presenta factores de recuperación de menos del 1%. Este factor de recuperación se encuentra fuertemente ligado a la naturaleza de los campos en este activo, que producen por empuje de gas disuelto liberado en ambientes altamente estratificados (arena-arcilla) de muy baja permeabilidad (En general, menor a 10 milidarcies).

En los campos terrestres existe tanto Volumen No Considerado Reserva agrupado en un pequeño grupo de excelentes campos que, aun excluyendo a los 29 campos que componen al Activo Aceite Terciario del Golfo por sus retardoras propiedades petrolíficas y geológicas, existen áreas de oportunidad relevantes, como se muestra en la **Tabla IV-3**.

El número ordinal de los campos representa su posición real en la jerarquización de mayor a menor Volumen No Considerado Reserva de los campos terrestres.

Tabla IV-3.- Los 10 campos terrestres con mayor Volumen No Considerado Reserva del 2018, excluyendo al Activo Aceite Terciario del Golfo

Campo	Años en Producción	N _{3P@2018} [MMB]	N _{P@2018} [MMB]	N _{R3P@2018} [MMB]	Reservas	VNCR@2018 [MMB]
					3P 2018 [MMB]	
2.- Cacalilao	52	7,104.27	342.21	6,762.06	16.98	6,745.08
3.- Pánuco	59*	5,204.14	369.68	4,834.46	17.20	4,817.26
8.- Poza Rica	59*	4,808.61	1,436.74	3,371.87	130.31	3,241.56
11.- Samaria	53	4,635.15	1,699.85	2,935.30	106.32	2,828.98
13.- Jujo-Tecominoacán	38	3,760.38	1,189.11	2,571.27	72.09	2,499.18
16.- Tamaulipas Constituciones	59*	2,607.71	293.79	2,313.92	97.97	2,215.95
18- Ébano Chapacao	52	2,211.27	217.94	1,993.33	0	1,993.33
29.- Cunduacán	44	1,813.50	579.99	1,233.51	8.47	1,225.04
30.- Ogarrio	59*	1,467.00	225.14	1,241.86	59.68	1,182.18
31.- Íride	44	1,696.14	510.62	1,185.52	31.46	1,154.06
10 campos con mayor VNCR°	-	35,308.17	6,865.07	28,443.1	540.48	27,902.62

*Debido a que el valor más antiguo de producción mensual es en enero de 1960, esto son los años en producción máximos (59 años) que un campo puede tener hasta el 31 de diciembre de 2018, por lo que estos campos podrían ser más antiguos.

°Se excluyen todos los campos pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo.

Datos de producción mensual, con los que se calculó la producción acumulada y los años en producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y Reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

En esta tabla, aunque se presenta una reducción importante en el Volumen No Considerado Reserva, se muestra que el último campo, Íride, se encuentra en el lugar 31 de mayor Volumen No Considerado de Reserva entre los campos terrestres incluyendo al Activo Aceite Terciario del Golfo, cuenta con más de mil millones de barriles de petróleo de Volumen No Considerado Reserva, a diferencia del décimo lugar real, Pastoría, que cuenta con el doble de Volumen No Considerado Reserva, no obstante, estos 10 campos cuentan con un Volumen No Considerado Reserva equiparable al Volumen Original 3P de petróleo de Akal.

Utilizando el Factor de Recuperación como indicador de progreso se observa que los campos Samaria y Poza Rica, cuentan con 36% y 30%, respectivamente, mientras que Ogarrio, el campo con la menor producción acumulada de toda la tabla, tiene un Factor de Recuperación del 15%.

Otro cambio que se muestra en la **Tabla IV-3**, es que el campo más joven tiene 38 años de producción. Un campo tan antiguo es algo común en la Región Terrestre del país, de hecho, en la mayoría de los campos terrestres con más de 25 años se encuentra gran parte del Volumen No Considerado Reserva total de los campos terrestres, como se muestra en la **Figura IV-4**.

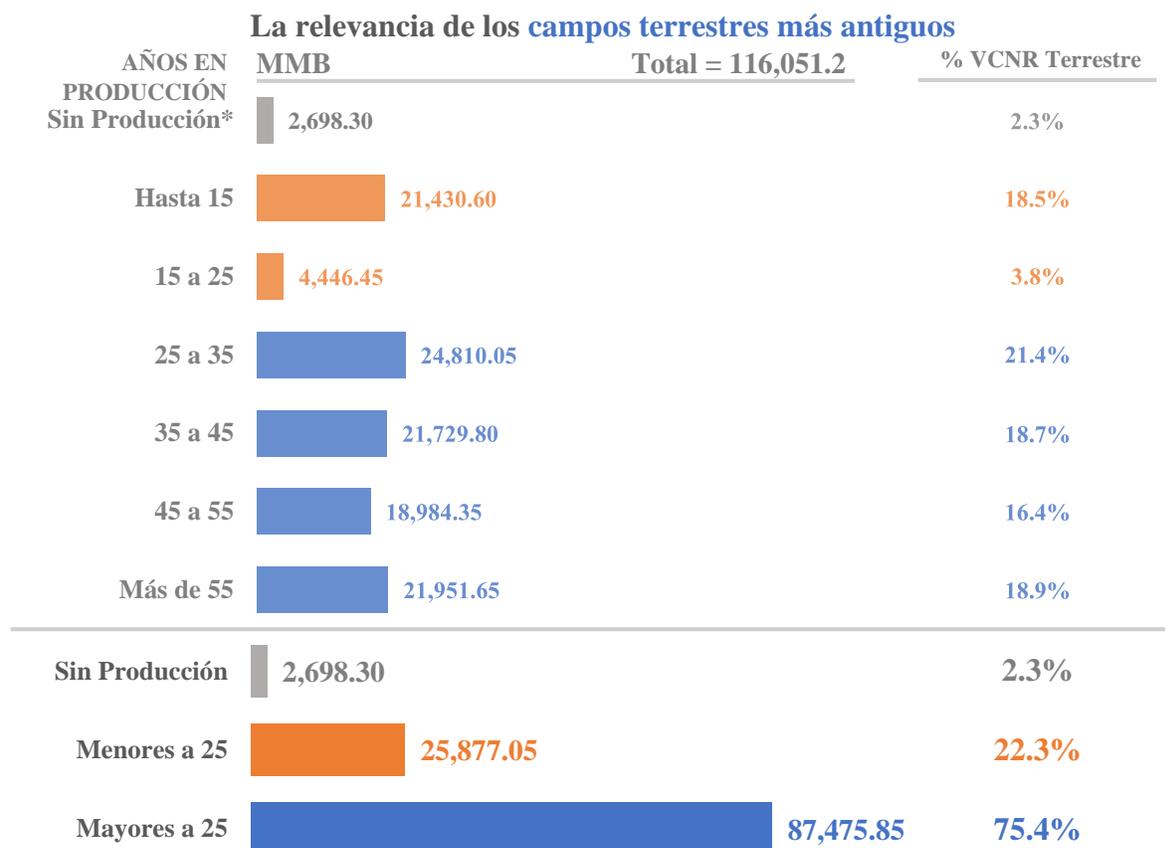


Figura IV-4.- La relevancia de los campos terrestres más antiguos.

*Aquí se engloban los campos que nunca han presentado producción oficial, pero si reportan Volumen Original 3P de petróleo.

Datos de producción mensual, con los que se calculó la producción acumulada y los años en producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y Reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Esta gráfica revela que más del 75% del Volumen No Considerado Reserva de los campos terrestres se encuentra en aquellos campos que llevan más de 25 años en producción. Como se ha mostrado en las tablas anteriores de esta misma sección existen campos que llevan de 59 a más de 100 años en producción y que han llegado a producir en 2018 y dependiendo de la tasa de declinación que estos campos antiguos presenten, podría llegar el punto en el que ya no sean rentables, llevando al cierre de estos.

También, uno de los más grandes problemas de este tipo de técnicas es la necesidad de infraestructura superficial especializada y que no se cuente con la misma debido a una falta de planificación. Aunque esto será cierto para los campos terrestres en su totalidad, la mayoría de estos campos cuentan con la infraestructura para producir petróleo por medio del agotamiento natural y, de existir infraestructura adecuada, manejar producción mejorada debidamente planificada.

En la **Figura IV-5** se presenta el número de campos que cuenta con infraestructura mínima para producir petróleo por medio del agotamiento natural.

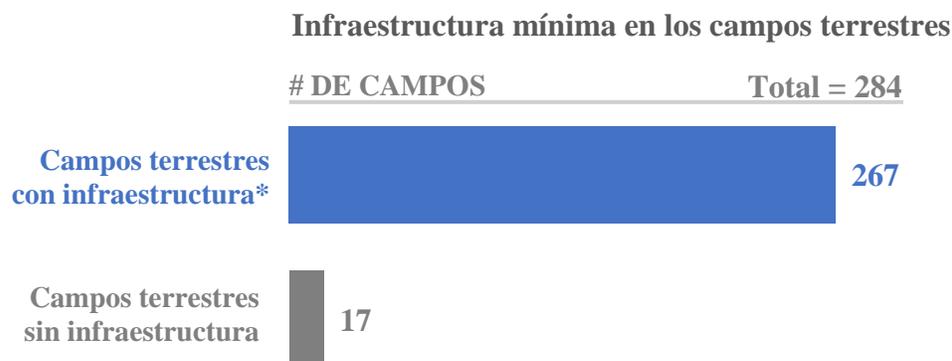


Figura IV-5.- Infraestructura mínima en los campos terrestres

*Se determina que un campo cuenta con la infraestructura suficiente para producir, si este reporta producción oficial o producción acumulada oficial.

Datos de producción mensual, con los que se determinó si los campos cuentan con la infraestructura mínima para producir: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

En esta gráfica se muestra que menos del 1% de todos los campos terrestres de la Nación no han producido entre 1960 y hasta el 31 de diciembre de 2018, sin embargo, si se analiza que solo estuvieron activos, en 2018, 163 campos terrestres (**Ver Figura III-9**), muestra que 104 estuvieron cerrados en todo el 2018, sin importar que ya habían presentado producción anteriormente. Si con Recuperación Mejorada se reabrieran algunos de estos campos, aumentaría la producción terrestre de forma substancial (**Ver Figura III-13**).

La intención de mostrar el potencial de la Recuperación Mejorada y la relación que existe entre los campos activos y la producción, enfocándose en campos terrestre pero no limitándose a esta región, existe la posibilidad de incorporar más reservas provenientes de un porcentaje del Volumen No Considerado Reserva. También, si se reabrieran algunos campos terrestres aumentaría la producción en esta zona y, como se mostró en la **Figura III-7**, si se estimulan los campos adecuados no importa que el 60% de la producción petrolera decline ya que se generaría una estabilización a nivel Nacional, esperando al ingreso a las filas de producción de los descubrimientos nuevos que se tengan en la Región Marina y, con la planificación adecuada, ascender la Producción Nacional de Petróleo.

V. Conclusión

La necesidad de crear un balance entre la Recuperación Mejorada y la exploración es de vital importancia para impulsar la Industria Petrolera Nacional. Debido a la alarmante declinación en la producción nacional, el utilizar los recursos disponibles de manera más eficiente se ha vuelto crítico para el país, donde la extracción de hidrocarburos es uno de los mayores ingresos utilizados para el desarrollo de la población.

En este trabajo se demuestra que la exploración, al tener cierta incertidumbre, necesita el apoyo de técnicas de Recuperación Mejorada para asegurar la adición de reservas, algo que si es posible ya que se trabaja con volúmenes de petróleo ya descubiertos. Otro de los problemas son los campos que sostienen la producción nacional, en su totalidad de aguas someras. Estos declinan a tasas tan altas que los campos relativamente nuevos no aportan lo suficiente para generar un resultado positivo en la producción nacional de petróleo. La actividad exploratoria del país está enfocada en el Golfo de México con la finalidad de buscar aquellos activos que, probablemente, restituyan la producción nacional en un corto plazo, sin embargo, esto es algo que la exploración no puede garantizar.

Los 12 campos más prolíficos del país han producido más del 60% de todo el petróleo de la nación, desde el inicio de la Industria Petrolera. Estos campos, de manera colectiva, contienen la tercera parte de todo el Volumen Original 3P de petróleo, presentando Factores de Recuperación mayores al 35%. La mayoría de los campos mexicanos no se pueden comparar ya que, en conjunto, tienen un factor de recuperación de petróleo menor al 10%. México tiene un potencial enorme ya que en estos demás campos se encuentra el 70% de todo el Volumen Original 3P de petróleo.

El potencial del país se presenta mediante el Volumen No Considerado Reserva, que se obtiene de restar las Reservas 3P al Volumen Original Remanente 3P de petróleo y, posiblemente, no se tenga un plan en concreto para su desarrollo. Existe un área de oportunidad en los campos terrestres, donde se encuentra más de la mitad del Volumen No Considerado Reserva del país, superando los 100 miles de millones de barriles de petróleo. El recuperar tan sólo el 10% de ese volumen representaría 17 años adicionales de producción al ritmo de 1.81 millones de barriles diarios de petróleo.

Otro punto a favor de los campos terrestres es la estabilidad productiva que han tenido en la historia de la Industria Petrolera. La mayoría de los campos que aportaron a la producción de 2018, se encuentran en la Región Norte y Región Sur. Estos, también, son los más antiguos del país presentando una declinación colectiva desde la década de los 70, aumentando la probabilidad de que sean cerrados y se vuelvan candidatos más difíciles a técnicas de desarrollo óptimo, como los son las técnicas de Recuperación Mejorada. Existe una mayor probabilidad, comparándola con la Región Marina, para la implementación exitosa de estas técnicas ya que hay un mayor número de campos terrestres, y en casi todos ellos se cuenta con la infraestructura suficiente para esta transición que pasa de desarrollo enfocado en el Agotamiento Natural a uno en donde se consideren las técnicas de Recuperación Mejorada.

Para emular los efectos positivos que ha tenido la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada en un número limitado de yacimientos del país, y considerando que la mayoría de los campos son campos maduros, así como, que en los yacimientos en tierra, el umbral de complejidad y factibilidad es más fácil de vencer que en yacimientos marinos, se plantea el concebir Recuperación Mejorada, desde el inicio para todos los nuevos yacimientos y especialmente aquellos mayores a 25 años, los cuales ya presentan una declinación. También, analizar los mejores métodos de Recuperación Mejorada para los yacimientos de tierra, considerando que los más grandes de estos se encuentran en el paleocanal del Aceite Terciario del Golfo.

Aunque este potencial presentado puede reducirse debido a la dificultad de los yacimientos o de la tecnología de Recuperación Mejorada adecuada para estos, debido a la magnitud del potencial, se han preparado gráficas, tablas y estadísticas (actualizadas al 31 de diciembre del 2018) que son de gran utilidad para cualquier persona o institución que quiera entender la situación de los yacimientos mexicanos y colaborar a enfrentar el reto de incrementar las reservas del país, estabilizar la producción y, eventualmente, incrementarla haciendo uso de los análisis presentados en este trabajo.

Referencias

1. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Reservas de hidrocarburos en México: Conceptos fundamentales y análisis 2018.* 25 de febrero de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/analisis-de-informacion-de-las-reservas-de-hidrocarburos-de-mexico-al-1-de-enero-del-2018?idiom=es>
2. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Producción por campo.* 13 de mayo de 2019, de Sistema de Información de Hidrocarburos Sitio web: https://sih.hidrocarburos.gob.mx/downloads/PRODUCCION_CAMPOS.zip
3. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Pozos Terminados.* 23 de septiembre de 2019, de Sistema de Información de Hidrocarburos Sitio web: https://sih.hidrocarburos.gob.mx/downloads/POZOS_TERMINADOS.zip
4. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Reservas por campo de petróleo.* 30 de septiembre de 2019, de Sistema de Información de Hidrocarburos Sitio web: https://sih.hidrocarburos.gob.mx/downloads/RESERVAS_ACEITE.zip
5. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Desde 2015, se han invertido 2,752 millones de dólares en información exploratoria en México.* 10 de julio de 2019, de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos Sitio web: https://hidrocarburos.gob.mx/media/1782/cnih-estad%C3%ADstico_23ene19.pdf
6. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).** *Producción acumulada de aceite.* 1 de marzo de 2019, de Datos Abiertos de México Sitio web: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/2568/produccion-acumulada-de-aceite.xlsx>
7. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Reservas de Hidrocarburos Nacionales.* 13 de julio de 2019, de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos Sitio web: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/2587/reservas-por-campo-2019.xlsx>
8. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).** *Reservas Probadas Nacionales.* 6 de diciembre de 2018, de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos Sitio web: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/2125/reservas-por-campo-2018.xlsx>
9. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017).** *Reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos de 2012 a 2017.* 23 de octubre de 2018, de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos Sitio web: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/1240/reservas-por-campo-2012-2017.xlsx>
10. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019).** *Presentación. Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2019 (21ª Sesión Extraordinaria 2019).* 20 de mayo de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/455323/20190412._Reservas_de_Hidrocarburos_al_1-ene-2019._OdG_Final_web_cnh.pdf

11. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).** *Presentación. Reservas 1P de hidrocarburos de la Nación, al 01 de enero de 2018 (20ª Sesión Extraordinaria 2018).* 25 de febrero de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311232/Presentacion._Reservas_1P_al_1-ene-2018_ODG_V3.2_dgr_vf.pdf
12. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018).** *Presentación. Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2018 (32ª Sesión Extraordinaria 2018).* 23 de octubre de 2018, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/330627/Presentaci_n._Reservas_2P_y_3P_al_1-ene-2018_ODG._dgr-vf-ok.pdf
13. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017).** *Presentación. Reservas 1P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2017 (4ª Sesión Ordinaria 2017)* 18 de septiembre de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/207071/II.1_Presentaci_n_ODG_Reservas__1P_2017_P_blica.pdf
14. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2017).** *Presentación. Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2017 (6ª Sesión Ordinaria 2017)* 18 de septiembre de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/334796/Presentaci_n__2P_y_3P_2017.pdf
15. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016).** *Presentación. Reservas 1P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2016 (3ª Sesión Ordinaria 2016)* 18 de septiembre de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/334804/Presentacion_Reservas_1P_de_Hid_al_1_enero_2016.pdf
16. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015).** *Presentación. Reservas Probadas 1P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2015 (4ª Sesión Extraordinaria 2015)* 18 de septiembre de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/334815/Presentacion_Reservas_Probadas_1P_2015.pdf
17. **Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015).** *Presentación. Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 01 de enero de 2015 (10ª Sesión Ordinaria 2015).* 18 de septiembre de 2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/335242/Presentacion_Reservas_2P_Y_3P_2015.pdf
18. **Petróleos Mexicanos. (2019).** *Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2019.* 4 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20190101_rh_e.pdf
19. **Petróleos Mexicanos. (2018).** *Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2018.* 11 de febrero de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20180101_rh_e.pdf

20. **Petróleos Mexicanos. (2017).** *Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2017.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20170101_rh_e.pdf
21. **Petróleos Mexicanos. (2016).** *Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2016.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/160101_rh_00_vcr.pdf
22. **Petróleos Mexicanos. (2015).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/150101_rh_00_vcr.pdf
23. **Petróleos Mexicanos. (2014).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2014.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/140101_rh_00_vcr.pdf
24. **Petróleos Mexicanos. (2013).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2013.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/130101_rh_00_vc_e.pdf
25. **Petróleos Mexicanos. (2012).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/120101_rh_00_vc_e.pdf
26. **Petróleos Mexicanos. (2011).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2011.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/110101_rh_00_vc_e.pdf
27. **Petróleos Mexicanos. (2010).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2010.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/100101_rh_00_vc_e.pdf
28. **Petróleos Mexicanos. (2009).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2009.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/090101_rh_00_vc_e.pdf
29. **Petróleos Mexicanos. (2008).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2008.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/080101_rh_00_vc_e.pdf

30. **Petróleos Mexicanos. (2007).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2007.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/070101_rh_00_vc_e.pdf
31. **Petróleos Mexicanos. (2006).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2006.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/060101_rh_00_vc_e.pdf
32. **Petróleos Mexicanos. (2005).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2005.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/050101_rh_00_vc_e.pdf
33. **Petróleos Mexicanos. (2004).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2004.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/040101_rh_00_vc_e.pdf
34. **Petróleos Mexicanos. (2003).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2003.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/030101_rh_e.pdf
35. **Petróleos Mexicanos. (2002).** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2002.* 23 de octubre de 2018, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/030101_rh_e.pdf
36. **Petróleos Mexicanos. (2019).** *Estadísticas petroleras julio de 2019.* 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/indicador.pdf>
37. **Petróleos Mexicanos. (2018).** *Anuario Estadístico 2017.* 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2017_es.pdf
38. **Petróleos Mexicanos. (2017).** *Anuario Estadístico 2016.* 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2016.pdf>
39. **Petróleos Mexicanos. (2015).** *Anuario Estadístico 2014.* 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2014_ae_00_vc_e.pdf
40. **Petróleos Mexicanos. (2014).** *Anuario Estadístico 2013.* 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2013_131014.pdf

41. **Petróleos Mexicanos. (2013).** *Anuario Estadístico 2012*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2012_ae_00_vc_e.pdf
42. **Petróleos Mexicanos. (2012).** *Anuario Estadístico 2011*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2011_ae_00_vc_e.pdf
43. **Petróleos Mexicanos. (2011).** *Anuario Estadístico 2010*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2010_ae_00_vc_e.pdf
44. **Petróleos Mexicanos. (2010).** *Anuario Estadístico 2009*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2009_ae_00_vc_e.pdf
45. **Petróleos Mexicanos. (2009).** *Anuario Estadístico 2008*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2008_ae_00_vc_e.pdf
46. **Petróleos Mexicanos. (2008).** *Anuario Estadístico 2007*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2007_ae_00_vc_e.pdf
47. **Petróleos Mexicanos. (2007).** *Anuario Estadístico 2006*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2006_ae_00_vc_e.pdf
48. **Petróleos Mexicanos. (2006).** *Anuario Estadístico 2005*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2005_ae_00_vc_e.pdf
49. **Petróleos Mexicanos. (2005).** *Anuario Estadístico 2004*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2004_ae_00_vc_e.pdf
50. **Petróleos Mexicanos. (2004).** *Anuario Estadístico 2003*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2003_ae_00_vc_e.pdf

51. **Petróleos Mexicanos. (2003).** *Anuario Estadístico 2002*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2002_ae_00_vc_e.pdf
52. **Petróleos Mexicanos. (2001).** *Anuario Estadístico 2001*. 31 de agosto de 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/2001_ae_00_vc_e.pdf
53. **U.S. Energy Information Administration. (2019).** *U.S. Field Production of Crude Oil*. 21 de septiembre de 2019, de U.S. Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbldpd_a.htm
54. **U.S. Energy Information Administration. (2019).** *U.S. Crude Oil Proved Reserves as of 12/31*. 21 de septiembre de 2019, de U.S. Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_pres_dcu_NUS_a.htm
55. **Society of Petroleum Engineers. (2018).** *Petroleum Resources Management System*. 27 de marzo de 2019, de Society of Petroleum Engineers Sitio web: <http://email.specommunications.org/q7TL0u08T20IIm33L0R400e>
56. **José Luis Bashbush Bauza (2009).** *Notas de la Clase de Recuperación Secundaria*
57. **José Luis Bashbush Bauza (2010).** *Notas de la Clase de Recuperación Mejorada*

Anexos Estadísticos, al 31 de diciembre de cada año

Tabla A- 1.- Histórico del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación, 2000-Julio de 2019

Año	Precio [USD/Barril]	Inflación Acumulada Al 2019² [%]	Precio [USD₂₀₁₉^o/Barril]
2000	24.62	47.4	36.30
2001	18.57	45.2	26.96
2002	21.58	41.8	30.61
2003	24.79	39.2	34.51
2004	31.02	34.8	41.82
2005	42.69	30.4	55.65
2006	53.04	27.1	67.43
2007	61.63	22.1	75.28
2008	84.35	22.0	102.94
2009	57.44	18.8	68.24
2010	72.33	17.1	84.67
2011	101	13.7	114.82
2012	101.81	11.7	113.76
2013	100.05 ¹	9.3 ¹	109.32
2014	86.00	9.3	93.96
2015	43.66 ¹	6.3 ¹	46.40
2016	35.63	6.3	37.86
2017	46.73	4.1	48.63
2018	61.34	4.1	63.84
Julio 2019	58.61	0	58.61

Datos: Petróleos Mexicanos^{[52]-[36]} al 31 de diciembre de cada año.

¹Los valores del 2015 y 2013 se obtuvieron basándose en las ediciones del 2016^[38] y 2014^[39], respectivamente, en dólares de esos mismos años.

²El valor de los dólares del 2019 (USD₂₀₁₉) se obtuvo mediante la calculadora que provee el U.S. Department of Labor, utilizando diciembre de cada año, como fecha inicial, y agosto de 2019, como fecha final.

Tabla A- 2.- Producción de petróleo diaria promedio, 1999-Julio de 2019

Año	Producción Promedio de Petróleo [MBD]
1999	2,906.4
2000	3,011.8
2001	3,127.1
2002	3,176.5
2003	3,370.5
2004	3,383.1
2005	3,334.0
2006	3,256.2
2007	3,076.6
2008	2,791.8
2009	2,601.7
2010	2,577.1
2011	2,552.5
2012	2,548.0
2013	2,522.4
2014	2,429.2
2015	2,267.2
2016	2,154.6
2017	1,950.2
2018	1,811.1
Septiembre de 2019	1,712.7

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A-3.- Evolución de las Reservas Nacionales de Petróleo, 1998 - 2018

Año	Reservas Probadas [MMB]	Reservas 1P [MMB]	Reservas Probables [MMB]	Reservas 2P [MMB]	Reservas Posibles [MMB]	Reservas 3P [MMB]
1998	24,700.1	24,700.1	8,885.1	33,585.2	7,478.7	41,063.9
1999	24,631.3	24,631.3	9,035.0	33,666.3	7,829.1	41,495.4
2000	23,660.4	23,660.4	8,982.3	32,642.7	7,275.2	39,917.9
2001	22,419.0	22,419.0	8,930.4	31,349.4	6,936.6	38,286.0
2002	15,123.6	15,123.6	12,531.1	27,654.7	8,611.2	36,265.9
2003	14,119.6	14,119.6	11,814.1	25,933.7	8,455.2	34,388.9
2004	12,882.2	12,882.2	11,621.2	24,503.4	8,808.9	33,312.3
2005	11,813.8	11,813.8	11,644.1	23,457.9	9,635.0	33,092.9
2006	11,047.6	11,047.6	11,033.9	22,081.5	9,827.3	31,908.8
2007	10,501.2	10,501.2	10,819.4	21,320.6	9,891.1	31,211.7
2008	10,404.2	10,404.2	10,375.8	20,780.0	10,149.8	30,929.8
2009	10,419.6	10,419.6	10,020.5	20,440.1	10,057.2	30,497.3
2010	10,161.0	10,161.0	10,736.4	20,897.4	9,662.4	30,559.8
2011	10,025.0	10,025.0	8,548.2	18,573.2	12,038.5	30,611.7
2012	10,073.2	10,073.2	8,456.9	18,530.1	12,286.5	30,816.6
2013	9,812.1	9,812.1	7,800.3	17,612.4	11,715.4	29,327.8
2014	9,711.0	9,711.0	6,764.5	16,475.5	9,349.7	25,825.2
2015	7,640.7	7,640.7	5,632.0	13,272.7	6,182.0	19,454.7
2016	7,037.0	7,037.0	5,812.6	12,849.6	7,120.7	19,970.3
2017	6,464.2	6,464.2	5,816.5	12,280.7	7,139.1	19,419.8
2018	6,065.9	6,065.9	5,879.1	11,945.0	7,101.9	19,046.9

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[4] [6]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 4.- Desglose de la evolución de las Reservas Nacionales 1P, 1998-2018.

Año	Reservas 1P Nacionales [MMB]	Reservas 1P Complejo Cantarell [MMB]	Reservas 1P Complejo KMZ* [MMB]	Reservas 1P del Resto de los Campos [MMB]
1998	24700.1	10176.7	1622.1	12901.3
1999	24631.3	9748.4	1519.3	13363.6
2000	23660.4	9016.1	1432.7	13211.6
2001	22419.0	8337.3	1342.5	12739.2
2002	15123.6	7605.1	1247.8	6270.7
2003	14119.6	6611.3	1472.2	6036.1
2004	12882.2	5809.1	1366.2	5706.9
2005	11813.8	4857.6	1739.0	5217.2
2006	11047.6	3948.1	2092.5	5007.0
2007	10501.2	3150.3	2379.2	4971.7
2008	10404.2	2435.8	2727.8	5240.6
2009	10419.6	2036.9	2981.9	5400.8
2010	10161.0	1761.0	2831.7	5568.3
2011	10025.0	1702.4	2831.9	5490.7
2012	10073.2	1614.9	2797.8	5660.5
2013	9812.1	1507.5	2795.8	5508.8
2014	9711.0	1402.0	2827.6	5481.4
2015	7640.7	687.2	2530.8	4422.7
2016	7037.0	655.5	2295.6	4085.9
2017	6464.2	571.6	1968.2	3924.4
2018	6065.9	552.7	1690.7	3822.5

*Hace referencia al Complejo Ku-Maloob-Zaap

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[4] al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 5.- Evolución de la Tasa de Restitución Integral (TRI) de reservas, por categorías, 1998-2018.

Año	Producción de Petróleo [MMBA]	R. 1P [MMB]	ΔR. 1P [MMB]	TRI 1P [%]	R. 2P [MMB]	ΔR. 2P [MMB]	TRI 2P [%]	R. 3P [MMB]	ΔR. 3P [MMB]	TRI 3P [%]
1998	1,121.7	24,700.1	N/D*	N/D*	33,585.2	N/D*	N/D*	41,063.9	N/D*	N/D*
1999	1,061.6	24,631.3	992.8	93.5	33,666.3	1,142.7	107.6	41,495.4	1,493.1	140.6
2000	1,100.1	23,660.4	129.2	11.7	32,642.7	76.5	7.0	39,917.9	-477.4	-43.4
2001	1,142.1	22,419.0	-99.3	-8.7	31,349.4	-151.2	-13.2	38,286.0	-489.8	-42.9
2002	1,160.2	15,123.6	-6,135.2	-528.8	27,654.7	-2,534.5	-218.5	36,265.9	-859.9	-74.1
2003	1,231.1	14,119.6	227.1	18.4	25,933.7	-489.9	-39.8	34,388.9	-645.9	-52.5
2004	1,235.7	12,882.2	-1.7	-0.1	24,503.4	-194.6	-15.7	33,312.3	159.1	12.9
2005	1,217.7	11,813.8	149.3	12.3	23,457.9	172.2	14.1	33,092.9	998.3	82.0
2006	1,189.3	11,047.6	423.1	35.6	22,081.5	-187.1	-15.7	31,908.8	5.2	0.4
2007	1,123.8	10,501.2	577.4	51.4	21,320.6	362.9	32.3	31,211.7	426.7	38.0
2008	1,019.7	10,404.2	922.7	90.5	20,780.0	479.1	47.0	30,929.8	737.8	72.4
2009	950.3	10,419.6	965.7	101.6	20,440.1	610.4	64.2	30,497.3	517.8	54.5
2010	941.2	10,161.0	682.6	72.5	20,897.4	1,398.5	148.6	30,559.8	1,003.7	106.6
2011	932.3	10,025.0	796.3	85.4	18,573.2	-1,391.9	-149.3	30,611.7	984.2	105.6
2012	930.7	10,073.2	978.9	105.2	18,530.1	887.6	95.4	30,816.6	1,135.6	122.0
2013	921.3	9,812.1	660.2	71.7	17,612.4	3.6	0.4	29,327.8	-567.5	-61.6
2014	887.2	9,711.0	786.1	88.6	16,475.5	-249.7	-28.1	25,825.2	-2,615.4	-294.8
2015	828.1	7,640.7	-1,242.2	-150.0	13,272.7	-2,374.7	-286.8	19,454.7	-5,542.4	-669.3
2016	787.0	7,037.0	183.3	23.3	12,849.6	363.9	46.2	19,970.3	1,302.6	165.5
2017	712.3	6,464.2	139.5	19.6	12,280.7	143.4	20.1	19,419.8	161.8	22.7
2018	661.5	6,065.9	263.2	39.8	11,945.0	325.8	49.3	19,046.9	288.6	43.6

Datos de reservas y producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[2][4]}, al 31 de diciembre de cada año.

*Debido a que el primer dato de reservas de petróleo, por campo, es al 31 de diciembre de 1998, no se puede obtener la Tasa de Restitución Integral de estas.

Tabla A- 6.- Evolución de la Tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD), 2002-2018

Año	Producción	Incorporaciones	TRD 1P	Incorporaciones	TRD 2P	Incorporaciones	TRD 3P
	de Petróleo	1P		2P		3P	
	[MMBA]	[MMB]	[%]	[MMB]	[%]	[MMB]	[%]
2002	1,160.2	44.2	3.8	107.9	9.3	143.7	12.4
2003	1,231.1	76.1	6.2	246.7	20.0	380.3	30.9
2004	1,235.7	120.8	9.8	219.2	17.7	543.8	44.0
2005	1,217.7	52.6	4.3	151.4	12.4	730.7	60.0
2006	1,189.3	66.2	5.6	158.1	13.3	340.5	28.6
2007	1,123.8	129.1	11.5	467.5	41.6	708.3	63.0
2008	1,019.7	244.8	24.0	681.5	66.8	1,095.6	107.4
2009	950.3	276.4	29.1	617.7	65.0	1,008.1	106.1
2010	941.2	136.6	14.5	352.8	37.5	877.8	93.3
2011	932.3	116.3	12.5	301.5	32.3	1,011.0	108.4
2012	930.7	89.7	9.6	187.6	20.2	850.9	91.4
2013	921.2	67.6	7.3	167.1	18.1	711.1	77.2
2014	887.3	64.0	7.2	114.3	12.9	197.5	22.3
2015	828.1	103.8	12.5	318.1	38.4	562.9	68.0
2016	787.0	43.9	5.6	118.2	15.0	473.5	60.2
2017	712.3	141.8	19.9	328.8	46.2	679.8	95.4
2018	661.5	132.4	20.0	363.9	55.0	584.5	88.4

Datos de incorporaciones por descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos de producción: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 7.- Evolución de la Relación Reservas-Producción (RRP), 1998-2018

Año	Producción de Petróleo [MMBA]	Reservas 1P [MMB]	RRP 1P [Años]	Reservas 2P [MMB]	RRP 2P [Años]	Reservas 3P [MMB]	RRP 3P [Años]
1998	1,121.7	24,700.1	22.0	33,585.2	29.9	41,063.9	36.6
1999	1,061.6	24,631.3	23.2	33,666.3	31.7	41,495.4	39.1
2000	1,100.1	23,660.4	21.5	32,642.7	29.7	39,917.9	36.3
2001	1,142.1	22,419.0	19.6	31,349.4	27.4	38,286.0	33.5
2002	1,160.2	15,123.6	13.0	27,654.7	23.8	36,265.9	31.3
2003	1,231.1	14,119.6	11.5	25,933.7	21.1	34,388.9	27.9
2004	1,235.7	12,882.2	10.4	24,503.4	19.8	33,312.3	27.0
2005	1,217.7	11,813.8	9.7	23,457.9	19.3	33,092.9	27.2
2006	1,189.3	11,047.6	9.3	22,081.5	18.6	31,908.8	26.8
2007	1,123.8	10,501.2	9.3	21,320.6	19.0	31,211.7	27.8
2008	1,019.7	10,404.2	10.2	20,780.0	20.4	30,929.8	30.3
2009	950.3	10,419.6	11.0	20,440.1	21.5	30,497.3	32.1
2010	941.2	10,161.0	10.8	20,897.4	22.2	30,559.8	32.5
2011	932.3	10,025.0	10.8	18,573.2	19.9	30,611.7	32.8
2012	930.7	10,073.2	10.8	18,530.1	19.9	30,816.6	33.1
2013	921.3	9,812.1	10.7	17,612.4	19.1	29,327.8	31.8
2014	887.2	9,711.0	10.9	16,475.5	18.6	25,825.2	29.1
2015	828.1	7,640.7	9.2	13,272.7	16.0	19,454.7	23.5
2016	787.0	7,037.0	8.9	12,849.6	16.3	19,970.3	25.4
2017	712.3	6,464.2	9.1	12,280.7	17.2	19,419.8	27.3
2018	661.5	6,065.9	9.2	11,945.0	18.1	19,046.9	28.8

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[2][4][7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 8.- Número de Pozos Exploratorios Terminados

Año	Aguas Profundas	Aguas Someras	Terrestres
2002	0	7	48
2003	0	28	60
2004	8	28	67
2005	4	13	57
2006	3	11	55
2007	0	7	42
2008	0	13	52
2009	5	10	60
2010	3	4	32
2011	3	6	24
2012	7	2	28
2013	5	5	28
2014	5	5	14
2015	8	14	4
2016	10	7	4
2017	6	24	6
2018	16	1	3
Mayo 2019	5	1	2

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 9.- Exploración en la Cuenca de Burgos, 2002-2018

Año	Pozos Exploratorios Terminados	Campos/Yacimientos Descubiertos	Reservas 1P de Petróleo [MMB]	Reservas 1P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 2P de Petróleo [MMB]	Reservas 2P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 3P de Petróleo [MMB]	Reservas 3P de Gas Natural [MMMPC]
2002	27	13	0	45.3	0	165.6	0	431.1
2003	28	13	0.8	67.9	1.5	348.1	8.2	705.3
2004	40	12	0	35	0	181.6	0	417.7
2005	31	17	0	42.8	0	128.1	0	396.3
2006	35	13	0	62.2	0	133.7	0	351.8
2007	21	9	0	49.4	0	80.4	0	168.4
2008	22	5	0	40.7	0	57.8	0	267.1
2009	29	8	0	110	0	220.8	0	435
2010	19	8	0	20.2	0	40.2	0	78.1
2011	14	3	0	18.8	0	31.3	0	47.7
2012	15	5	0	27.8	0	45.6	0	60.2
2013	13	6	0.3	23.5	1.7	47.9	5.3	291.8
2014	6	3	0	52.9	0	227.2	0	657
2015	1	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 10.- Exploración en las Cuencas del Sureste, 2002-2018

Año	Pozos Exploratorios Terminados	Campos/Yacimientos Descubiertos	Reservas 1P de Petróleo [MMB]	Reservas 1P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 2P de Petróleo [MMB]	Reservas 2P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 3P de Petróleo [MMB]	Reservas 3P de Gas Natural [MMMPC]
2002	12	8	43.7	156	107.5	525	136.5	1,034.4
2003	39	21	64.6	110.6	216.9	258	291.2	389.9
2004	34	14	86.6	311.1	181.4	591	488.3	830.1
2005	18	12	45.2	21.7	142.8	98.7	718.1	290.6
2006	16	8	62.9	129.9	154.4	311.6	302.8	779.4
2007	13	8	128.9	160.6	466.8	556.2	706.1	650.6
2008	24	9	244.8	440.7	681.4	798.3	1,095.6	1,332.0
2009	29	16	276.3	451.3	617.5	1,096.1	1,008.0	3,427.2
2010	15	11	136.7	374.6	352.7	779.5	866.9	866.9
2011	13	10	112.9	88.5	295.1	260.1	1,001.6	1,834.8
2012	13	5	76.1	127.5	138.5	239.6	358.4	1,024.1
2013	14	9	48.5	46.6	135.1	114.3	301.9	253.5
2014	10	3	64	45.1	114.2	67.9	142.4	77.3
2015	17	6	103.8	80.6	318	219.2	562.9	433.1
2016	11	3	43.9	78.8	118.3	267.2	266.1	665
2017	29	6	109.8	207.5	263.2	436.7	418.9	1,035.3
2018	4	5	22.2	18.87	71.8	182.62	171.7	224.11

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 11.- Exploración en la Cuenca del Golfo de México Profundo, 2002-2018

Año	Pozos Exploratorios Terminados	Campos/Yacimientos Descubiertos	Reservas 1P de Petróleo [MMB]	Reservas 1P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 2P de Petróleo [MMB]	Reservas 2P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 3P de Petróleo [MMB]	Reservas 3P de Gas Natural [MMMPC]
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	8	0	0	0	0	0	0	0
2005	4	0	0	0	0	0	0	0
2006	3	2	0	308.5	0	672.9	0	1,722.0
2007	0	1	0	0	0	242.6	0	708.8
2008	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	5	0	0	0	0	0	0	0
2010	3	0	0	0	0	0	0	0
2011	3	0	0	0	0	0	0	0
2012	7	3	0	0	0	1,059.0	411.8	2,572.4
2013	5	2	0	0	0	0	358	1384
2014	5	3	0	0	0	0	55.1	2,443.4
2015	8	0	0	0	0	0	0	0
2016	10	2	0	0	0	0	207.4	471.4
2017	6	1	0	0	0	0	141.7	246.5
2018	16	1	0	0	0	0	19.9	31

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 12.- Exploración en la Cuenca de Tampico-Misantla, 2002-2018

Año	Pozos Exploratorios Terminados	Campos/Yacimientos Descubiertos	Reservas 1P de Petróleo [MMB]	Reservas 1P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 2P de Petróleo [MMB]	Reservas 2P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 3P de Petróleo [MMB]	Reservas 3P de Gas Natural [MMMPC]
2002	3	1	0	131.5	0	410.5	0	800.6
2003	6	1	10.6	8.5	28.1	21.1	80.8	59.1
2004	5	3	34.1	110.1	37.6	205.2	55.4	264.2
2005	2	2	7.3	43.2	8.6	78.2	12.7	108.2
2006	1	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	1	0	0	0	0	11.0	2.2
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 13.- Exploración en la Cuenca de Veracruz, 2002-2018

Año	Pozos Exploratorios Terminados	Campos/Yacimientos Descubiertos	Reservas 1P de Petróleo [MMB]	Reservas 1P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 2P de Petróleo [MMB]	Reservas 2P de Gas Natural [MMMPC]	Reservas 3P de Petróleo [MMB]	Reservas 3P de Gas Natural [MMMPC]
2002	13	4	0.4	60.5	0.4	60.5	7.2	82.7
2003	15	5	0	170.8	0	212.4	0	224.7
2004	16	5	0	104.1	0	142.3	0	196.3
2005	19	5	0	333.4	0	341.6	0	344.7
2006	14	5	3.3	47.6	3.7	62.4	37.7	145.9
2007	15	6	0.3	34.2	0.8	65.5	2.2	76.1
2008	19	5	0	110.5	0	278.9	0	313.8
2009	12	1	0	7.2	0	7.2	0	7.2
2010	2	1	0	54.5	0	73.9	0	142.1
2011	3	2	3.4	52.8	6.3	121.8	9	139.9
2012	2	1	13.6	6.7	49.1	24.3	80.7	39.9
2013	6	4	18.7	89.2	30.2	102.8	45.8	117.1
2014	3	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	1	1	31.9	371.1	65.6	761.8	119.2	1,389.9
2018	0	1	110.2	0	292	0	392.9	0

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[3], al 31 de diciembre de cada año.

Datos de descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 14.- Evolución del Volumen Original de Petróleo, 2000-2018

Años	Volumen Original de Petróleo Probado [MMB]	Volumen Original 1P de Petróleo [MMB]	Volumen Original de Petróleo Probable [MMB]	Volumen Original 2P de Petróleo [MMB]	Volumen Original de Petróleo Posible [MMB]	Volumen Original 3P de petróleo [MMB]
2000	203,745.9	203,745.9	32,616.5	236,362.4	42,704.2	279,066.6
2001	204,614.5	204,614.5	32,879.5	237,494.0	42,063.8	279,557.8
2002	142,423.5	142,423.5	82,358.7	224,782.2	50,567.4	275,349.6
2003	142,489.2	142,489.2	82,621.1	225,110.3	50,422.3	275,532.6
2004	143,575.9	143,575.9	83,333.7	226,909.6	53,481.1	280,390.7
2005	144,568.2	144,568.2	83,227.4	227,795.6	61,094.2	288,889.8
2006	146,231.7	146,231.7	83,166.1	229,397.8	61,926.9	291,324.7
2007	148,695.3	148,695.3	84,913.7	233,609.0	61,558.4	295,167.4
2008	150,565.9	150,565.9	84,416.3	234,982.2	63,326.0	298,308.2
2009	163,398.5	163,398.5	78,476.8	241,875.3	62,582.7	304,458.0
2010	161,985.4	161,985.4	78,278.2	240,263.6	66,180.2	306,443.8
2011	157,558.6	157,558.6	50,959.0	208,517.6	47,395.6	255,913.2
2012	160,424.6	160,424.6	52,047.4	212,472.0	50,850.1	263,322.1
2013	161,532.6	161,532.6	47,897.3	209,429.9	56,445.8	265,875.7
2014	163,329.3	163,329.3	42,996.0	206,325.3	58,560.3	264,885.6
2015	163,793.1	163,793.1	39,654.8	203,447.9	38,902.9	242,350.8
2016	163,782.1	163,782.1	34,789.9	198,572.0	45,313.9	243,885.9
2017	162,097.0	162,097.0	35,920.9	198,017.9	45,898.6	243,916.5
2018	164,246.6	164,246.6	39,563.4	203,810.0	50,111.3	253,921.3

Datos del 2000 al 2013: Petróleos Mexicanos ^{[35]-[23]}, al 31 de diciembre de cada año.

Datos del 2014 al 2018: Comisión Nacional de Hidrocarburos ^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 15.- Evolución del Factor de Recuperación de Petróleo, en sus tres categorías

Año	Producción Acumulada de petróleo [MMB]	Volumen Original 1P de Petróleo [MMB]	Factor de Recuperación 1P [%]	Volumen Original 2P de Petróleo [MMB]	Factor de Recuperación 2P [%]	Volumen Original 3P de petróleo [MMB]	Factor de Recuperación 3P [%]
2000	27,644.1	203,745.9	13.6	236,362.4	11.7	279,066.6	9.9
2001	28,786.2	204,614.5	14.1	237,494.0	12.1	279,557.8	10.3
2002	29,946.4	142,423.5	21.0	224,782.2	13.3	275,349.6	10.9
2003	31,177.5	142,489.2	21.9	225,110.3	13.8	275,532.6	11.3
2004	32,413.2	143,575.9	22.6	226,909.6	14.3	280,390.7	11.6
2005	33,630.9	144,568.2	23.3	227,795.6	14.8	288,889.8	11.6
2006	34,820.2	146,231.7	23.8	229,397.8	15.2	291,324.7	12
2007	35,944.0	148,695.3	24.2	233,609.0	15.4	295,167.4	12.2
2008	36,963.7	150,565.9	24.5	234,982.2	15.7	298,308.2	12.4
2009	37,914.0	163,398.5	23.2	241,875.3	15.7	304,458.0	12.5
2010	38,855.2	161,985.4	24.0	240,263.6	16.2	306,443.8	12.7
2011	39,787.5	157,558.6	25.3	208,517.6	19.1	255,913.2	15.5
2012	40,718.2	160,424.6	25.4	212,472.0	19.2	263,322.1	15.5
2013	41,639.5	161,532.6	25.8	209,429.9	19.9	265,875.7	15.7
2014	42,526.7	163,329.3	26.0	206,325.3	20.6	264,885.6	16.1*
2015	43,354.8	163,793.1	26.5	203,447.9	21.3	242,350.8	17.9
2016	44,141.8	163,782.1	27.0	198,572.0	22.2	243,885.9	18.1
2017	44,854.1	162,097.0	27.7	198,017.9	22.7	243,916.5	18.4
2018	45,515.6	164,246.6	27.7	203,810.0	22.3	253,921.3	17.9

Datos de Volumen Original 3P de petróleo: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de cada año.

*El valor de este Factor de Recuperación de Petróleo es diferente al presentado en la **Figura III-2**, debido a que en la gráfica se calculó utilizando miles de millones de barriles, redondeado al primer decimal, y en esta tabla se utilizan millones de barriles, redondeando al primer decimal.

Tabla A- 16.- Comparación del Factor de Recuperación Nacional con el Factor de Recuperación excluyendo los 12 campos con mayor productividad del país

Año	Producción Acumulada de petróleo [MMB]	Volumen Original 3P de petróleo [MMB]	Factor de Recuperación 3P [%]	Producción Acumulada de petróleo¹ [MMB]	Volumen Original 3P de petróleo¹ [MMB]	Factor de Recuperación 3P¹ [%]
2011	39,787.5	255,913.2	15.5	13,885.6	180,909.2	7.7
2012	40,718.2	263,322.1	15.5	14,355.8	188,115.1	7.6
2013	41,639.5	265,875.7	15.7	14,826.5	190,272.8	7.8
2014	42,526.7	264,885.6	16.1 ²	15,282.2	189,221.0	8.1
2015	43,354.8	242,350.8	17.9	15,721.1	166,574.9	9.4
2016	44,141.8	243,885.9	18.1	16,138.8	168,110.0	9.6
2017	44,854.1	243,916.5	18.4	16,504.8	168,248.0	9.8
2018	45,515.6	253,921.3	17.9	16,821.7	178,415.7	9.4

¹Indicadores que excluyen a los 12 campos más productivos del país.

²El valor de este Factor de Recuperación de Petróleo es diferente al presentado en la **Figura III-4**, debido a que en la gráfica se calculó utilizando miles de millones de barriles, redondeado al primer decimal, y en esta tabla se utilizan millones de barriles, redondeando al primer decimal.

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo: Datos de Volumen Original 3P de petróleo: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Tabla A- 17.- Evolución de las Reservas 1P de los campos marinos y campos terrestres, 1998-2018

Años	Reservas 1P Campos Marinos [MMB]	Reservas 1P Campos Terrestres [MMB]
1998	15,433.66	9,266.47
1999	13,413.79	11,217.49
2000	12,624.19	11,036.19
2001	11,774.95	10,644.09
2002	10,793.20	4,330.36
2003	9,915.66	4,203.96
2004	9,093.65	3,788.53
2005	8,278.71	3,535.14
2006	7,726.12	3,321.45
2007	7,192.01	3,309.23
2008	7,220.09	3,184.11
2009	7,349.24	3,070.36
2010	7,022.57	3,138.43
2011	6,862.60	3,162.40
2012	6,915.23	3,157.96
2013	6,855.74	2,956.35
2014	6,964.19	2,746.78
2015	5,695.78	1,944.93
2016	5,364.03	1,672.98
2017	5,053.18	1,410.98
2018	4,552.94	1,512.94

Datos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[4], al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 18.- Los 10 campos con mayor Volumen Original 3P de petróleo de la Nación, 2018

Campo	Ubicación	Activo	Años en Producción	N _{3P@2018} [MMB]	N _{P@2018} [MMB]	N _{R3P@2018} [MMB]	Reservas 3P	VNCR@2018 [MMB]	FR _{Potencial} *
							2018 [MMB]		2018 [%]
1.- Akal	Marino	Cantarell	39	30,818.84	12,953.23	17,865.61	2,553.00	15,312.61	50.31
2.- Coyol	Terrestre	ATG	31	7,679.85	3.09	7,676.76	193.16	7,483.60	2.56
3.- Maloob	Marino	K-M-Z	30	7,196.06	1,477.74	5,718.32	1,197.02	4,521.30	37.17
4.- Cacalilao	Terrestre	P-A	52	7,104.27	3,42.21	6,762.06	16.98	6,745.08	5.06
5.- Kayab	Marino	K-M-Z	S/P	6,966.4	S/P	6,966.4	889.43	6,076.97	12.77
6.- Ku	Marino	K-M-Z	37	5,967.06	2,827.77	3,139.29	339.67	2,799.62	53.08
7.- Abkatún	Marino	A-P-C	38	5,239.00	2,257.55	2,981.45	44.80	2,936.65	43.95
8.- Pánuco	Terrestre	P-A	59	5,204.14	369.68	4,834.46	17.20	4,817.26	7.43
9.- Zaap	Marino	K-M-Z	26	5,083.71	1,335.73	3,747.98	519.66	3,228.32	36.5
10.- Poza Rica	Terrestre	P-A	59	4,808.61	1,436.74	3,371.87	130.31	3,241.56	32.59

Activo: ATG = Aceite Terciario del Golfo, K-M-Z = Ku-Maloob-Zaap, P-A = Poza Rica-Altamira, A-P-C: Abkatún-Pol-Chuc.

Años en Producción/N_{P@2018}: S/P: El campo no ha reportado producción ni producción acumulada hasta el 31 de diciembre de 2018.

*El FR_{Potencial} es el resultado de la relación entre la Producción Acumulada de petróleo más las Reservas 3P, este cociente entre el Volumen Original 3P de petróleo.

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y Reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Tabla A- 19.- Los 10 campos con mayor Volumen Original Remanente 3P de petróleo de la Nación, 2018

Campo	Ubicación	Activo	Años en Producción	N _{3P@2018} [MMB]	N _{P@2018} [MMB]	N _{R3P@2018} [MMB]	Reservas 3P		FR _{Potencial} *
							2018 [MMB]	VNCR _{@2018} [MMB]	2018 [%]
1.- Akal	Marino	Cantarell	39	30,818.84	12,953.23	17,865.61	2,553.00	15,312.61	50.31
2.- Coyol	Terrestre	ATG	31	7,679.85	3.09	7,676.76	193.16	7,483.60	2.56
3.- Kayab	Marino	K-M-Z	S/P	6,966.40	S/P	6,966.40	889.43	6,076.97	12.77
4.- Cacalilao	Terrestre	P-A	52	7,104.27	342.21	6,762.06	16.98	6,745.08	5.06
5.- Maloob	Marino	K-M-Z	30	7,196.06	1,477.74	5,718.32	1,197.02	4,521.30	37.17
6.- Pánuco	Terrestre	P-A	59	5,204.14	369.68	4,834.46	17.20	4,817.26	7.43
7.- Palo Blanco	Terrestre	ATG	41	4,765.37	0.56	4,764.81	103.07	4,661.74	2.17
8.- Furbero	Terrestre	ATG	29	4,644.90	12.29	4,632.61	112.84	4,519.77	2.69
9.- Humapa	Terrestre	ATG	14	4,384.68	9.11	4,375.57	208.93	4,166.64	4.97
10.- Amatitlán	Terrestre	ATG	16	4,170.50	0.22	4,170.28	149.80	4,020.48	3.6

Activo: ATG = Aceite Terciario del Golfo, K-M-Z = Ku-Maloob-Zaap, P-A = Poza Rica-Altamira, A-P-C: Abkatún-Pol-Chuc.

Años en Producción/N_{P@2018}: S/P: El campo no ha reportado producción ni producción acumulada hasta el 31 de diciembre de 2018.

*El FR_{Potencial} es el resultado de la relación entre la Producción Acumulada de petróleo más las Reservas 3P, este cociente entre el Volumen Original 3P de petróleo.

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y Reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Tabla A- 20.- Los 10 campos con mayor Volumen No Considerado Reserva de la Nación.

Campo	Ubicación	Activo	Años en Producción	N _{3P@2018} [MMB]	N _{P@2018} [MMB]	N _{R3P@2018} [MMB]	Reservas 3P	VNCR@2018 [MMB]	FR _{Potencial} *
							2018 [MMB]		2018 [%]
1.- Akal	Marino	Cantarell	39	30,818.84	12,953.23	17,865.61	2,553.00	15,312.61	50.31
2.- Coyol	Terrestre	ATG	31	7,679.85	3.09	7,676.76	193.16	7,483.60	2.56
3.- Cacalilao	Terrestre	P-A	52	7,104.27	342.21	6,762.06	16.98	6,745.08	5.06
4.- Kayab	Marino	K-M-Z	S/P	6,966.40	S/P	6,966.40	889.43	6,076.97	12.77
5.- Pánuco	Terrestre	P-A	59	5,204.14	369.68	4,834.46	17.20	4,817.26	7.43
6.- Palo Blanco	Terrestre	ATG	41	4,765.37	0.56	4,764.81	103.07	4,661.74	2.17
7.- Maloob	Marino	K-M-Z	30	7,196.06	1,477.74	5,718.32	1,197.02	4,521.30	37.17
8.- Furbero	Terrestre	ATG	29	4,644.90	12.29	4,632.61	112.84	4,519.77	2.69
9.- Humapa	Terrestre	ATG	14	4,384.68	9.11	4,375.57	208.93	4,166.64	4.97
10.- Amatitlán	Terrestre	ATG	16	4,170.50	0.22	4,170.28	149.80	4,020.48	3.6

Activo: ATG = Aceite Terciario del Golfo, K-M-Z = Ku-Maloob-Zaap, P-A = Poza Rica-Altamira, A-P-C: Abkatún-Pol-Chuc.

Años en Producción/N_{P@2018}: S/P: El campo no ha reportado producción ni producción acumulada hasta el 31 de diciembre de 2018.

*El FR_{Potencial} es el resultado de la relación entre la Producción Acumulada de petróleo más las Reservas 3P, este cociente entre el Volumen Original 3P de petróleo.

Datos de producción mensual, con los que se obtuvo la producción acumulada: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[2], al 31 de diciembre de 2018.

Dato de Volumen Original 3P de petróleo y Reservas: Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[9]-[7]}, al 31 de diciembre de 2018.

Tabla A- 21.- Comparación entre la Tasa de Restitución Integral (TRI) calculada y la TRI publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Año	TRI 1P [%]	TRI 1P¹ [%]	% de Error	TRI 2P [%]	TRI 2P¹ [%]	% de Error	TRI 3P [%]	TRI 3P¹ [%]	% de Error
1999	93.5	N/D	N/D	107.6	N/D	N/D	140.6	N/D	N/D
2000	11.7	N/D	N/D	7	N/D	N/D	-43.4	N/D	N/D
2001	-8.7	N/D	N/D	-13.2	N/D	N/D	-42.9	N/D	N/D
2002	-528.8	N/D	N/D	-218.5	N/D	N/D	-74.1	N/D	N/D
2003	18.4	N/D	N/D	-39.8	N/D	N/D	-52.5	N/D	N/D
2004	-0.1	N/D	N/D	-15.7	N/D	N/D	12.9	N/D	N/D
2005	12.3	N/D	N/D	14.1	N/D	N/D	82	N/D	N/D
2006	35.6	N/D	N/D	-15.7	N/D	N/D	0.4	N/D	N/D
2007	51.4	N/D	N/D	32.3	N/D	N/D	38	N/D	N/D
2008	90.5	N/D	N/D	47	N/D	N/D	72.4	N/D	N/D
2009	101.6	N/D	N/D	64.2	N/D	N/D	54.5	N/D	N/D
2010	72.5	N/D	N/D	148.6	N/D	N/D	106.6	N/D	N/D
2011	85.4	N/D	N/D	-149.3	N/D	N/D	105.6	N/D	N/D
2012	105.2	N/D	N/D	95.4	N/D	N/D	122	N/D	N/D
2013	71.7	71.6	0.14	0.4	0.3	33.33 ²	-61.6	-61.7	0.16
2014	88.6	88.6	0.00	-28.1	-28.3	0.71	-294.8	-295.1	0.10
2015	-150	-150.2	0.13	-286.8	-287.1	0.10	-669.3	-670	0.10
2016	23.3	23.4	0.43	46.2	-46.3	0.22	165.5	-165.4	0.06
2017	19.6	19.5	0.51	20.1	20.1	0.00	22.7	22.7	0.00
2018	39.8	39.9	0.25	49.3	49.4	0.20	43.6	43.8	0.46

¹Estas son las Tasas de Restitución Integral de Reservas, publicadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la primera se publicó al 1 de enero de 2014.²El porcentaje tan grande de error se debe al número de cifras significativas utilizadas.Datos de Tasa de Restitución de Reservas, publicadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos: Comisión Nacional de Hidrocarburos^[0].

Tabla A- 22.- Comparación entre los descubrimientos reportados por Petróleos Mexicanos y los reportados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Año	Descubrimientos 1P PEMEX [MMB]	Descubrimientos 1P CNH [MMB]	Descubrimientos 2P PEMEX [MMB]	Descubrimientos 2P CNH [MMB]	Descubrimientos 3P PEMEX [MMB]	Descubrimientos 3P CNH [MMB]
2002	44.2	N/D	107.9	N/D	143.7	N/D
2003	76.1	N/D	246.7	N/D	380.3	N/D
2004	120.8	N/D	219.2	N/D	543.8	N/D
2005	52.6	N/D	151.4	N/D	730.7	N/D
2006	66.2	N/D	158.1	N/D	340.5	N/D
2007	129.1	N/D	467.5	N/D	708.3	N/D
2008	244.8	N/D	681.5	N/D	1095.6	N/D
2009	276.4	N/D	617.7	N/D	1008.1	N/D
2010	136.6	N/D	352.8	N/D	877.8	N/D
2011	116.3	N/D	301.5	N/D	1011	N/D
2012	89.7	N/D	187.6	N/D	850.9	N/D
2013	67.6	N/D	167.1	N/D	711.1	N/D
2014	64	64	114.3	114.3	197.5	197.5
2015	103.8	103.8	318.1	N/D*	562.9	N/D*
2016	43.9	43.9	118.2	118.2	473.5	473.5
2017	141.8	69.5	328.8	199.3	679.8	475.1
2018	132.4	22.1	363.9	71.8	584.5	180.1

*En las presentaciones, al 1 de enero de 2016, solo se reportan los descubrimientos de las reservas 1P.

Datos de incorporaciones por descubrimientos: Petróleos Mexicanos^{[18]-[34]} y Comisión Nacional de Hidrocarburos^{[10]-[17]}, al 31 de diciembre de cada año.

Tabla A- 23.- Producción Acumulada de petróleo de los 437 campos productores de México

Debido a la utilidad que tiene esta información, en lugar de anexar la tabla como tal, se incluye un enlace del cual se puede descargar la producción acumulada de los campos de México:

<https://1drv.ms/x/s!ApTZVqBfIaDwgc46sgqaSGALsEIrRw>

En esta tabla se incluye la siguiente información:

- Nombre del campo
- Ubicación del campo (terrestre o aguas someras)
- Meses en producción (al 31 de diciembre de 2018)
- Años en producción (al 31 de diciembre de 2018 y truncando los decimales)
- Producción promedio de petróleo (2018) en millones de barriles de petróleo diarios
- Aportación a la producción nacional de 2018
- La producción acumulada oficial más reciente del campo, si es que la tiene.
- El año de dicha producción acumulada oficial (al 31 de diciembre de cada año)
- La fuente de donde se obtuvo dicha producción acumulada oficial
- La producción acumulada calculada de añadir la producción de años posteriores al año de la producción acumulada oficial, con el fin de obtener la producción acumulada al 31 de diciembre de 2018
- El Volumen Original 3P de petróleo oficial, reportado en las reservas al 1 de enero de 2019
- El Factor de Recuperación de petróleo del campo, utilizando la producción acumulada calculada al 31 de diciembre de 2018 y el Volumen Original 3P de petróleo al 1 de enero de 2019