

# Entendiendo los Desafíos Para el Futuro del Petróleo y el Gas en México

Rafael Sandrea

Julio 2019



## SOBRE ESTE INFORME

México es una parte esencial de la plataforma de producción de petróleo de Norteamérica. Las medidas de la Reforma Energética implementadas en México en los últimos años, conocidas también como nuevo modelo energético, ofrecen un considerable potencial para incrementar el nivel de la producción de petróleo y gas, fortalecer el empleo, facilitar la transferencia de avances tecnológicos y proporcionar mayores ingresos al Estado mexicano a nivel federal, estatal y local. El nuevo modelo energético atrajo ya nuevas inversiones hacia las cuencas petroleras mexicanas. Desde su promulgación, se han otorgado 107 contratos, firmados entre 2016 y 2018, para permitir la inversión de 73 diferentes compañías. Esta apertura del sector petrolero ha posibilitado inversiones relevantes en exploración sísmica, así como compromisos de desarrollo de nuevos pozos. Esta expansión de la actividad petrolera impulsada por parte de empresas privadas ha conducido a nuevos descubrimientos y a la incorporación de reservas.

El presidente de México, Andrés Manuel López Obrador (AMLO), ha expresado escepticismo sobre las reformas al sector energético aprobadas por la administración pasada. Al mismo tiempo ha detenido la mayoría de las iniciativas para atraer capital privado para el desarrollo de los recursos de petróleo y gas en México. A pesar de que en México no ha existido un debate público sobre todos los aspectos de las críticas de AMLO al Nuevo Modelo de Energía, este informe demuestra que sin nuevos compromisos masivos de inversión de capital para el desarrollo del petróleo, el futuro del petróleo y el gas de México es sombrío.

## ACERCA DE EPRINC

**La Fundación de Investigación de Política Energética, “The Energy Policy Research Foundation, Inc.” (EPRINC)** fue creada en 1944 y es una organización sin fines de lucro ni políticos, que estudia los aspectos económicos de la energía y las iniciativas políticas de Estado, haciendo énfasis en el petróleo, el gas natural y el mercado de productos petrolíferos. EPRINC brinda con frecuencia testimonio ante el Congreso de los Estados Unidos y ofrece asesoría e información a funcionarios de gobierno y legisladores. Sus investigaciones y presentaciones se distribuyen ampliamente sin costo a través de publicaciones en su sitio web. EPRINC realiza periódicamente reuniones y debates con la comunidad diplomática de Washington, expertos de la industria y funcionarios en temas de política energética.

EPRINC ha sido una fuente de información especializada para numerosos estudios del gobierno de los Estados Unidos, y tanto su Director como su Presidente han participado en algunas evaluaciones realizadas por el Consejo Nacional del Petróleo (National Petroleum Council). En años recientes, EPRINC ha realizado estudios de prospectiva sobre las implicaciones estratégicas y económicas del renacimiento de la actividad petrolera en Estados Unidos, el análisis del papel de los biocombustibles en el sector del transporte, así como, evaluaciones de la contribución económica de la industria petrolera a la economía nacional. Recientemente EPRINC inició un trabajo sobre el futuro de las exportaciones de gas natural licuado de Estados Unidos hacia el mercado asiático y la creciente importancia de México como soporte de la productividad y crecimiento de la plataforma de producción petrolera de Norteamérica.

EPRINC recibe apoyo de otras fundaciones y del sector privado para sus investigaciones. Asimismo, ha tenido la responsabilidad de realizar directamente estudios para los Departamentos de Energía, de Defensa y del gobierno de los Estados Unidos. Las publicaciones de EPRINC se pueden encontrar en su sitio web: [www.eprinc.org](http://www.eprinc.org).

# ÍNDICE

Petróleo.....	1
Contexto.....	1
Exploración y Producción (E&P).....	4
Campos Maduros — IOR / EOR.....	6
Perspectiva de la Producción de Petróleo.....	7
Gas.....	10
Contexto.....	10
Perspectiva de Producción de Gas.....	14
Observaciones Finales.....	16
Bibliografía.....	17
Acerca del Autor.....	17

## Gráficas y Tablas

Gráfica 1: Producción de Petróleo Crudo en México (millones b / d).....	1
Tabla 1: Los Diez Campos con Mayor Producción de Petróleo, 2018.....	2
Gráfica 2: Cuencas Productoras de Hidrocarburos.....	3
Gráfica 3: Campos Petroleros Gigantes y de Clase Mundial de México.....	4
Gráfica 4: Exploración de Pozos Perforados y Descubrimientos de Petróleo, 2000-2017 (Millones de Barriles de Petróleo).....	5
Gráfica 5: Producción y Consumo de Petróleo en México(millones b / d).....	6
Gráfica 6: Potencial de Producción de Petróleo, Sector Privado (kb / d).....	9
Gráfica 7: Consumo y Producción de Gas Natural (bcfd).....	10
Gráfica 8: Principales Campos de Gas de México.....	11
Tabla 2: Los Diez Campos con Mayor Producción de Gas No Asociado, 2017.....	12
Gráfica 9: Producción Nacional Total de Gas Natural (bcfd).....	13
Gráfica 10: Descubrimientos de Gas No-Asociado, 2000 – 2017, bcf.....	14

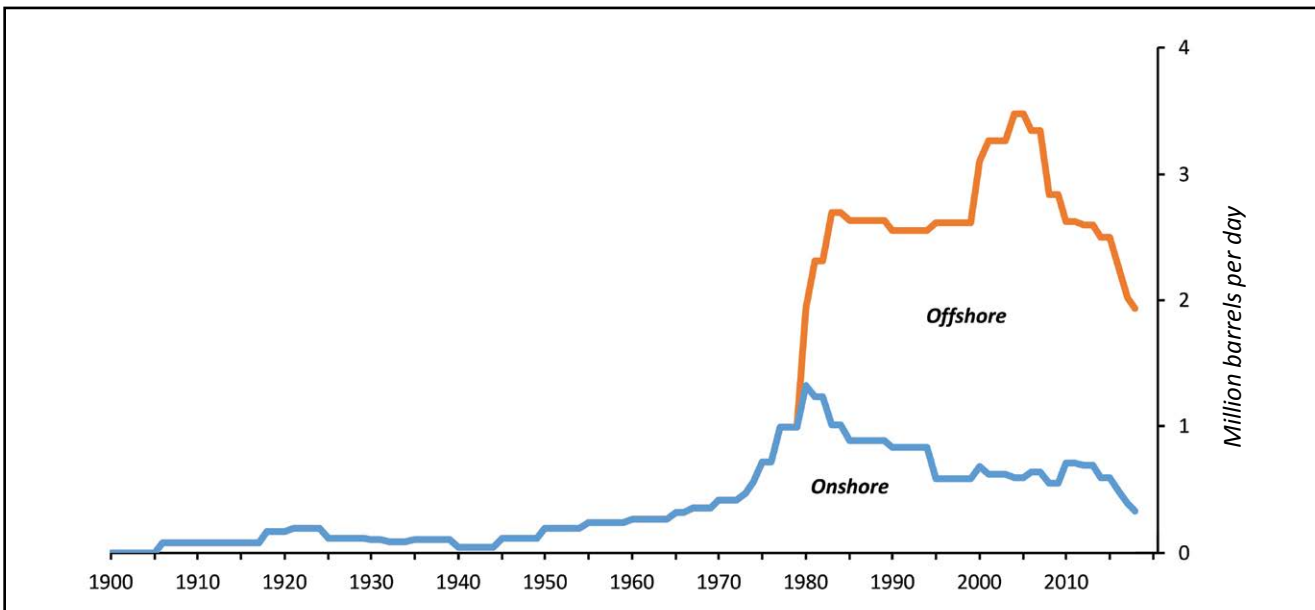
## Contexto

México es uno de los diez productores de petróleo más grandes del mundo y el cuarto más grande en el hemisferio occidental detrás de Estados Unidos, Canadá y Brasil. El sector petrolero es fundamental para la economía mexicana, ya que los ingresos petroleros generan más del 10% de los ingresos de exportación del país. México es un gran exportador neto de crudo pero estas exportaciones se encuentran en declive. Al mismo tiempo, México es un importador neto de productos refinados de petróleo. Su socio comercial más importante es Estados Unidos, es el destino de la mayoría de sus exportaciones de petróleo crudo y la fuente de la mayoría de sus importaciones de productos refinados. En 2017, México tuvo una exportación neta de petróleo de apenas 400,000 barriles por día (b / d), por debajo de un máximo de 1.78

millones de b / d en 2004.

La producción comercial de petróleo crudo en México comenzó en 1905, alcanzando un máximo de 3.4 millones de b / d en 2004, (ver Gráfica 1). La producción en tierra alcanzó un máximo de 1.3 millones de b / d en 1980 y ahora se ha reducido a 330 mil b / d. La producción costa afuera comenzó en 1979 y ahora representa el 83% de la producción de petróleo crudo de México, principalmente de campos de aguas poco profundas (profundidades de agua de menos de 600 pies) en la Bahía de Campeche. La producción de petróleo de México ha estado disminuyendo constantemente durante los últimos 15 años, alcanzando un mínimo de 1.71 millones de b / d en diciembre de 2018, una tasa general de disminución determinada del 5% por año.

**Gráfica 1**  
**Producción de Petróleo Crudo en México (millones b / d)**



Fuente: EIA; INEGI

Hasta la fecha, se han descubierto un total de 465 campos petroleros, de los cuales 130 corresponden a la costa afuera (*offshore*). Los 50 principales campos petroleros del país por tamaño (petróleo recuperable) representan el 81% del total de descubrimientos estimado en 54 mil millones de barriles; de estos, 34 mil millones se ubican en alta mar. Solo diez campos representan actualmente casi

dos tercios de toda la producción nacional, mismos que se encuentran en alta mar y están en declive, a excepción de los campos de Ayatsil y Onel. Incluyen cuatro de los 18 campos gigantes, aquellos con reservas descubiertas iguales o mayores a 500 millones de barriles, descubiertos en México durante el 2016.

La Tabla 1 resume los atributos importantes de estos diez campos petrolíferos principales en diciembre de 2018. Todos producen aceites ligeros (> 25 ° API) con excepción de Ayatsil, que produce un aceite pesado (11 ° API). Una característica interesante de la mayoría de los yacimientos petrolíferos mexicanos es que tienen poco gas, es decir, contienen aceites altamente insaturados de gases. La presión de saturación del campo súper gigante de Akal es 1,000 psi por debajo de su presión original del reservorio. Como resultado, los campos con capas de gas son pocos o ninguno. Esta característica se refleja en las bajas

relaciones de gas y petróleo (RGP) que se muestran en la Tabla 1. Tienen un promedio de alrededor de 300 pies cúbicos estándar de gas por barril (scf / b), excluyendo los dos valores atípicos: Ayatsil y Xux que producen aceites pesados y volátiles, respectivamente. Los valores de RGP para aceites con gravedad API en el rango de 25 a 40 grados normalmente están por encima de 800 pies cúbicos estándar por barril (scf / b). Esta característica es importante porque los reservorios con bajas RGP contienen menos energía natural que se traduce en factores de recuperación más bajos. Esto se discute más adelante en la sección “Campos maduros”.

**Tabla 1**  
**Los Diez Campos con Mayor Producción de Petróleo, 2018**

Campo	Año de desc brimiento	Profundidad del depósito, metros	EUR mb	°API	Producción Pico		diciembre. 2018 Producción 1000 b/d	RGP, Orig. scf/b
					1000 b/d	Año		
Maloob	1979	3,541	2,500	14-25	460	2018	402	138
Zaap	1990	3,647	1,800	14-25	328	2017	299	163
Ku	1980	3,560	3,100	25	383	2008	80	275
Ayatsil	2007	3,730	110	11	71	2019	67	43
Xux	2009	6,000	72	43	79	2015	61	2,562
Onel	2006	3,705	103	40	65	2019	58	567
Akal	1977	2,105	15,200	23	2,080	2004	47	192
Homol	2003	4,568	126	37	60	2014	46	745
Xanab	2008	6,393	178	33	175	2017	39	282
Balam	1992	4,400	303	27	55	1994	25	106
<b>Sum</b>							<b>1,124</b>	

Notas: EUR es reservas descubiertas; mb, millones de barriles; RGP, relación gas / petróleo  
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Pemex inicio actividades en aguas profundas del Golfo de México en el 2007 y desde entonces ha perforado 25 pozos de exploración en profundidades de agua que varían de 600 a 9,500 pies. Diez de los pozos resultaron en gas probado y tres pozos (Exploratus, Trion y Maximino) en petróleo probado. Las aguas profundas son críticas para el crecimiento futuro de la producción de México ya que representan más de la mitad de los recursos petroleros potenciales de México estimados en unos 30 mil millones de barriles.

Los hidrocarburos (petróleo y gas) se dispersan en diez cuencas sedimentarias en México (Gráfica 2). Alrededor del 89% de todo el petróleo descubierto hasta el momento (54 mil millones de barriles) se encuentra en la super cuenca del Sureste (un conglomerado de cuatro subcuencas) que se extiende hasta la Bahía de Campeche. Los restantes seis mil millones de barriles de petróleo descubiertos se encuentran en la super cuenca del norte de Tampico-Misantla-Veracruz. La cuenca del golfo de aguas profundas de México, la décima cuenca del país, se encuentra en una etapa

temprana de exploración. De hecho, más del 90% de la porción de México en el Golfo de México permanece sin explorar y es el enfoque principal de la Reforma Energética del 2014. La Gráfica

3 resalta la ubicación de los 19 yacimientos de petróleo gigantes y 72 de clase mundial de México descubiertos hasta la fecha. En conjunto, estos representan el 95% de todo el petróleo descubierto.

**Gráfica 2**  
**Cuencas Productoras de Hidrocarburos**



Fuente: Pemex

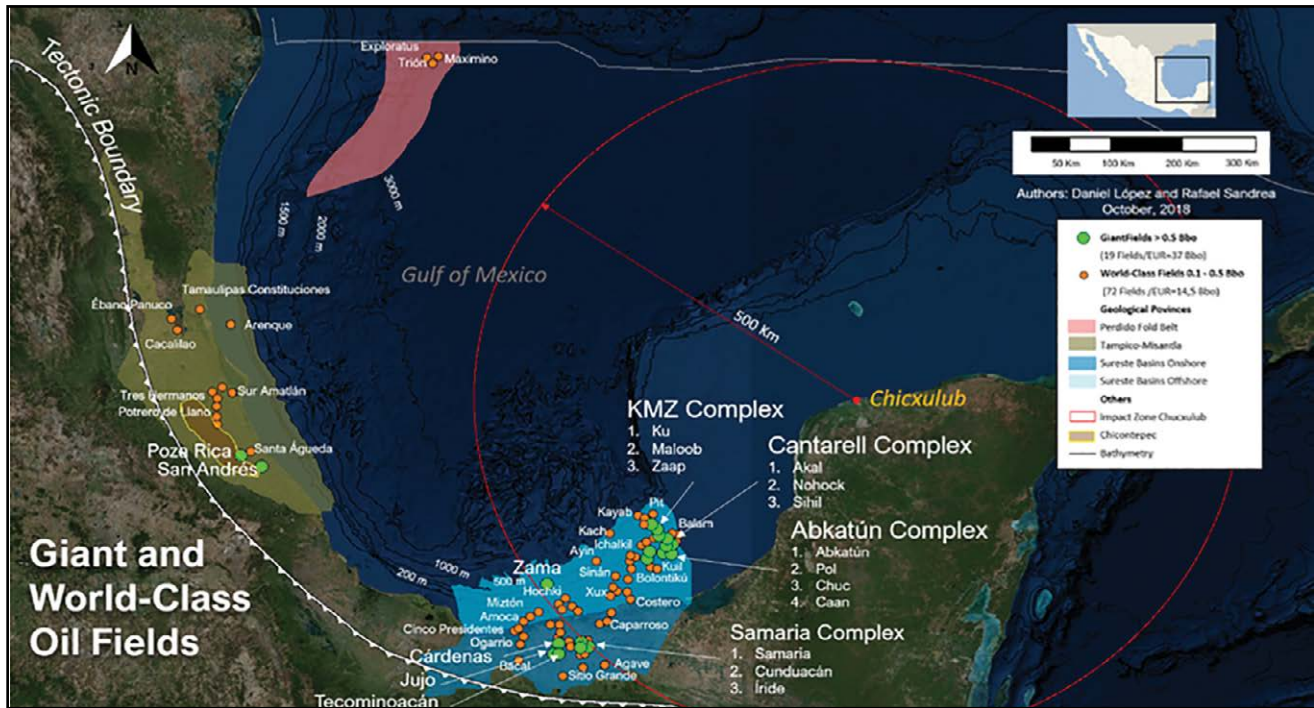
Veamos la historia de los campos gigantes de México: Los campos gigantes son la base de la industria petrolera. Hasta el momento, se han descubierto 19 campos petroleros gigantes: Akal (Cantarell) ocupa el primer lugar con un volumen de 15 mil millones de barriles de reservas recuperables, seguido de Ku con 3 mil millones, Maloob y Abkatun con 2.5 mil millones cada uno... Zama (0.6 mil millones), Cárdenas y San Andrés con 0.5 mil millones cada uno. Juntos, estos gigantes representan el 70% de todos los descubrimientos. A excepción de Zama, que se descubrió en 2017, no se han descubierto campos gigantes desde principios de la década de 1980 y este vacío ha afectado la producción de México, provocando su pronunciada disminución desde el 2004.

Zama no solo es el primer descubrimiento

por parte del sector privado desde que se aprobó la nueva Reforma Energética, pero quizás más importante ha sido su contribución a nuevas perspectivas para la exploración en aguas profundas del Golfo de México. Es un depósito de areniscas limpias del Mioceno superior con la misma roca madre propensa al petróleo que se encuentra en la porción de los Estados Unidos del Golfo de México, con 5% de contenido orgánico total (TOC), índice de hidrocarburos (HI) de 600, y 200 metros de espesor. Tiene todas las características de un verdadero descubrimiento de alto impacto. Hasta ahora, los reservorios de carbonato fracturados naturalmente de la era Cretácica y Jurásica representan casi el 97% de la producción de petróleo de México, mientras que las areniscas Terciarias son predominantemente los reservorios de gas.



**Gráfica 3**  
**Campos Petroleros Gigantes y de Clase Mundial de México**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

**Exploración y Producción (E&P)**

Hasta el 2017, México había producido un total de 44 millones de barriles de crudo y condensados, o el 81% de todos sus descubrimientos hasta la fecha. Sus reservas remanentes se han declarado oficialmente en 6.4 mil millones de barriles al 1 de enero de 2019, lo cual indica que se agotará en diez años teóricamente, en caso de mantenerse las tasas de producción actuales de aproximadamente 660 millones de barriles por año (o 1.8 mb / d). Simultáneamente, las reservas de petróleo de México también han estado en constante descenso, de 20 mil millones de barriles en 2000 a 6.4 mil millones de barriles en 2019, presentando una caída promedio de 715 millones de barriles al año. Las reservas son la base de la producción y, como tal, descubrir nuevas reservas debe ser el objetivo principal del país. Primero, encontrar nuevas reservas es un esfuerzo de alta incertidumbre geológica, tras un descubrimiento, el proceso de desarrollo del nuevo campo es particularmente lento. Por lo general, se requieren de 4 a 5 años para completar el ciclo desde la perforación de una prospección petrolífera exitosa hasta alcanzar el potencial de producción completo

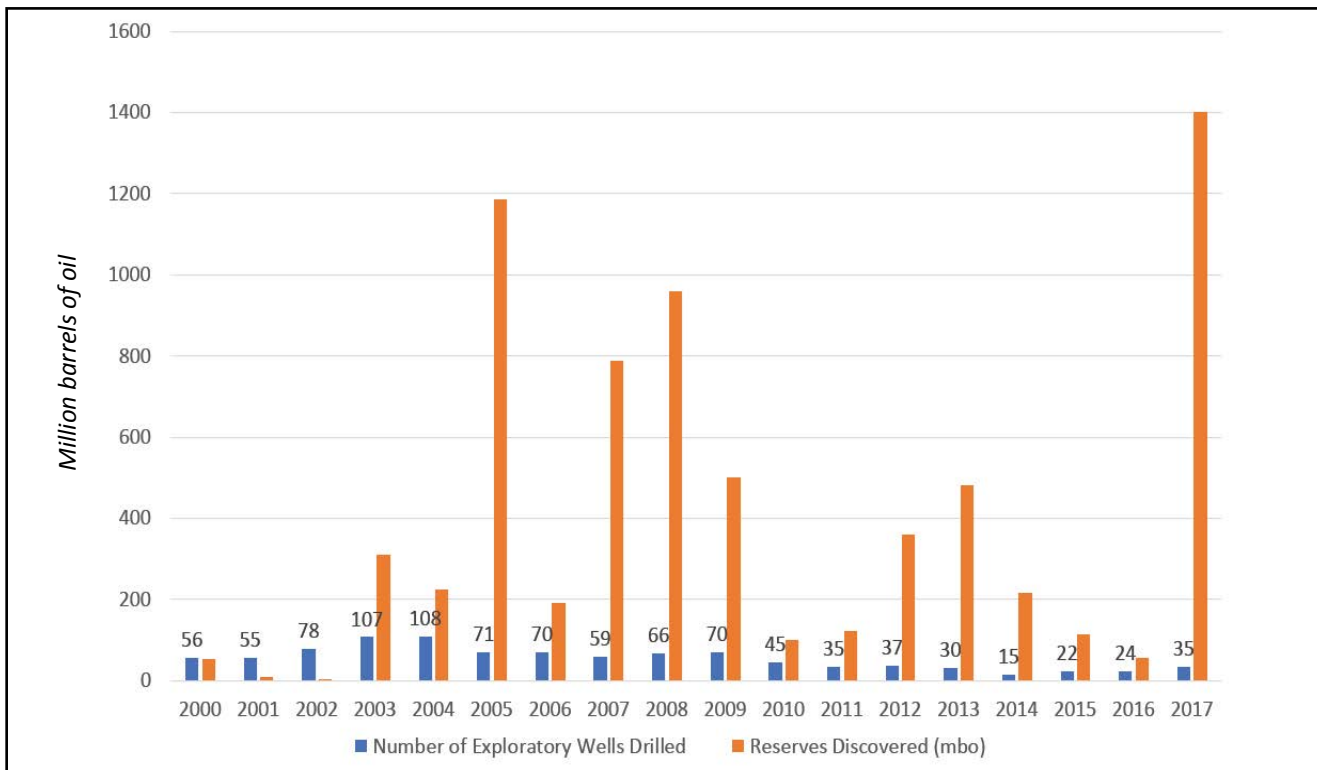
del campo. A esto, hay que agregar otros 2-3 años de valuación completa de los datos antes de seleccionar la ubicación de la prospección petrolífera.

El proceso también es muy intensivo en tecnología y capital, y requiere un gasto de capital de aproximadamente US \$ 10-15 por barril de reservas descubiertas. Esto es equivalente a una inversión de aproximadamente US \$ 2-3 mil millones para encontrar y desarrollar un nuevo campo de 200 millones de barriles, lo que generaría una capacidad de producción de 95,000 b / d. Y, finalmente, el proceso requiere una destreza de exploración excepcional para minimizar el enorme riesgo de exploración. La proporción de éxito de la prospección petrolífera es de uno en diez. Durante los últimos 18 años (2000-2017), Pemex ha perforado 967 pozos exploratorios y ha descubierto 5 mil millones de barriles de reservas de petróleo. Mientras tanto, produjo más de 15 mil millones de barriles de petróleo durante el mismo período, más de tres veces las reservas descubiertas. Esto es insostenible y la causa principal de la pronunciada disminución de la producción.

En la Gráfica 4 se pueden observar las reservas de petróleo descubiertas y la cantidad de pozos exploratorios perforados anualmente desde el año 2000. Durante el período 2000 a 2016, los descubrimientos promediaron 323 millones de barriles por año, en comparación con la producción de 912 millones de barriles por año. El alto volumen (1.184 millones de barriles) de descubrimientos en 2005 corresponde principalmente a cuatro nuevos campos (Kayab, Kach, Lem y Pit) que aún están en proceso de evaluación. Asimismo, los descubrimientos en 2012, 2013 y 2014 corresponden

en gran medida a tres campos de aguas profundas: Trion (270 millones de barriles), Maximino (370) y Exploratus (212), respectivamente, que también están bajo evaluación. Solo estos ejemplos suman dos mil millones de barriles de reservas ociosas de los cinco mil millones de barriles descubiertos entre 2000 y 2016. Deducir estas reservas inactivas de los cinco mil millones de barriles descubiertos degradaría aún más la relación de producción / descubrimiento a cinco de un máximo de tres. Las reservas inactivas son reservas no desarrolladas retrasadas y hay muchas más durante el período analizado.

**Gráfica 4**  
**Exploración de Pozos Perforados y Descubrimientos de Petróleo, 2000-2017**  
**(Millones de Barriles de Petróleo)**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Es interesante observar que entre 2007 y 2009 hubo una breve ola de descubrimientos que promediaron unos 750 millones de barriles por año. La Gráfica 4 muestra que la disminución de la producción se redujo notablemente durante los años siguientes, 2009-2013. Esto resalta la interacción de estos dos parámetros importantes, producción y reservas. Sin embargo, después de 2013, el declive de la producción volvió a su tasa anterior de alrededor

del 5% anual, ya que algunas de las nuevas reservas de los años 2007-2009 aún estaban en desarrollo. En el período 2015-2017, se perforaron un total de 81 pozos exploratorios. Pemex perforó 69 pozos y el sector privado 12 (uno en 2016 y 11 en 2017). Los descubrimientos en el 2017 alcanzaron un máximo de 1,400 millones de barriles, de los cuales 1,200 millones (campos Zama, Hokchi, Amoca, Mitzon y Tecoli) fueron descubiertos por el sector privado.

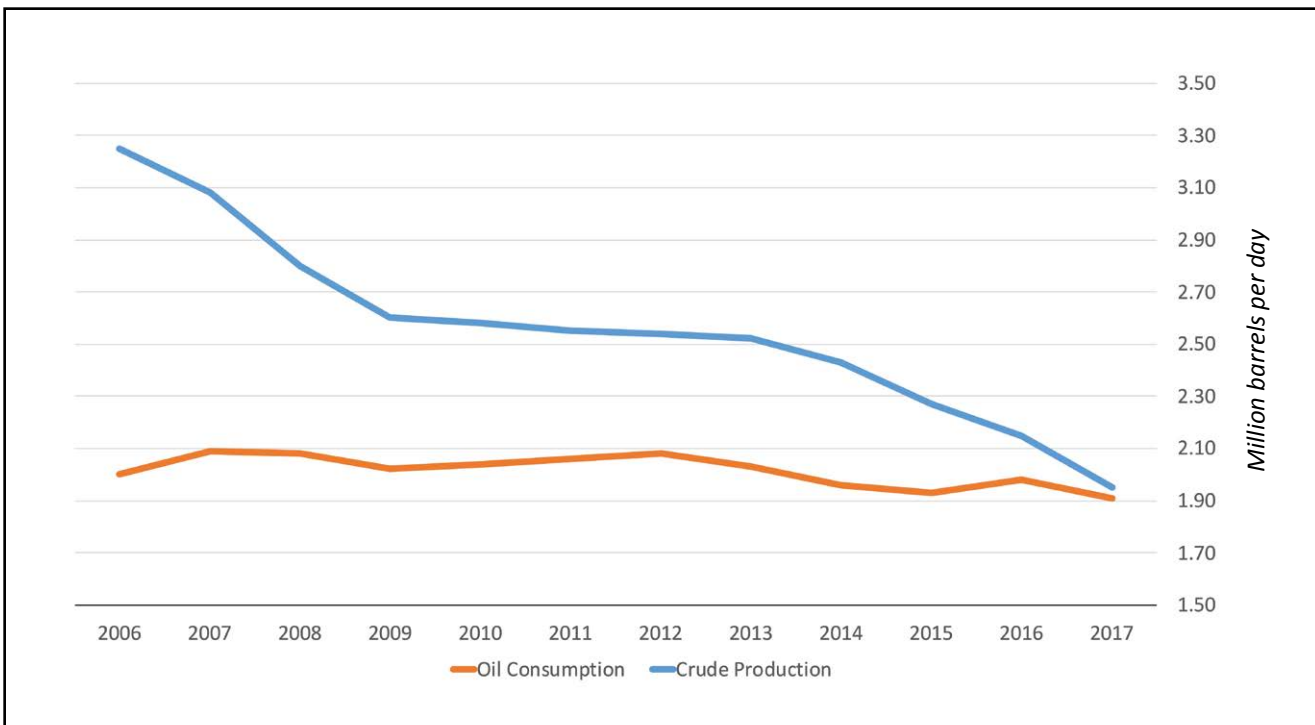


Pemex también tuvo un buen año al descubrir Nobilis, un campo petrolero de aguas profundas.

Para resumir los resultados de las actividades de exploración y producción de petróleo hasta 2017, la Gráfica 5 ofrece un vistazo rápido a la historia de la producción y el consumo de petróleo de México desde el 2006. A partir de 2017, las exportaciones netas están a punto de desaparecer a medida que la producción continúa disminuyendo, y a pesar de una tendencia de disminución en el consumo desde

el 2012. La tendencia de disminución en el consumo desde el 2012, se debe a que el gas natural reemplaza lentamente al petróleo en el sector de generación de energía. México produce 360,000 b / d adicionales de líquido de gas natural (LGN), líquidos producidos a partir de la producción de gas natural. Los líquidos de gas natural se utilizan generalmente como insumos para plantas petroquímicas y se mezclan con el combustible vehicular.

**Gráfica 5**  
**Producción y Consumo de Petróleo en México (millones b / d)**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

**Campos Maduros — IOR / EOR**

Los campos petrolíferos maduros son campos que han superado su potencial de producción máxima y están en declive. Como hemos visto, la producción de petróleo de México está en fuerte declive, alrededor del 5% anual, y esencialmente todos sus 456 campos también están en descenso. Incluso su campo más prolífico y uno de los más grandes del mundo, Akal (Cantarell), ha estado disminuyendo desde 2004 a una tasa alarmante de 25% por año; Akal estaba produciendo 2 millones de b / d en el 2004 y ahora está a solo 45,000 b / d. La reciente Reforma Energética tiene el objetivo de

“impulsar la exploración en alta mar y revitalizar los numerosos campos en alta mar y en tierra de México, aquellos con petróleo original en el lugar superior a 400 mil millones de barriles”. Esto se refiere a los 80 campos superiores, la mitad de los cuales son costa afuera.

Mientras la exploración descubre nuevas reservas, IOR / EOR tiene el potencial de generar reservas frescas al complementar la energía natural de los recursos ya descubiertos y extender la producción en el campo por años. Tanto la recuperación mejorada de petróleo (IOR), la inyección de gas o agua, como la recuperación

optimizada de petróleo (EOR), la inyección de vapor, gases miscibles y sustancias químicas, podrían recuperar un 10-15% adicional del petróleo en el lugar. Esta es la tecnología clásica asociada a la explotación de campos maduros. El factor de recuperación promedio para la mayoría de los campos mexicanos es de aproximadamente el 20%, dejando atrás un enorme 80% de los recursos ya descubiertos. Un factor de recuperación adicional del 10-15% sin duda sería bienvenido.

Un informe reciente preparado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2012) examina 101 campos maduros con un total de petróleo en sitio (OOIP) de 140 mil millones de barriles, considerado el más adecuado para la aplicación de EOR. Estos son los principales yacimientos petrolíferos de México que están envejeciendo y se están volviendo económicamente marginales, por ejemplo, Akal, Abkatun y muchos otros. Lo más probable es que estos sean los campos programados para ser licitados o asignados a través de “farmouts” de Pemex durante los próximos años. El informe postula una recuperación adicional de 10 mil millones de barriles de reservas frescas a través de EOR. Este es el reto de México. Sin embargo, para lograr este objetivo elevado de EOR se requerirían enormes inversiones, estimadas en US \$ 150-200 mil millones, y esto requeriría incentivos muy atractivos para cambiar a los inversores a esta nueva vía. Los proyectos EOR son característicamente muy lentos en la implementación, muchos requieren pilotos antes de pasar al desarrollo a gran escala.

Desde 1951, México ha implementado solo 10 proyectos de inyección de agua (IOR). Cuatro de los proyectos, en los campos Poza Rica, San Andrés, Tamaulipas y Sitio Grande, han producido volúmenes de petróleo extra entre 144 y 390 millones de barriles, según el informe de la CNH. Respecto a la inyección de gas (IOR), dos proyectos de nitrógeno de clase mundial toman la etapa: Cantarell (2000) y Ku-Maloob-Zaap (2008). La re-presión de estos reservorios proporcionó un gran salto en la producción, como se muestra en la Gráfica 1. El único proyecto EOR de México ha sido una miscible inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Sitio Grande (2006), todavía está bajo evaluación.

El escenario está listo para que EOR tenga un impacto en los futuros suministros mundiales de petróleo crudo y México tiene una gran oportunidad para hacerlo funcionar a gran escala. Para los inversionistas, requiere un gasto de capital significativo a largo plazo, con pagos que se caracterizan por tener entre 5 y 8 años. Los incentivos fiscales se utilizan normalmente en todo el mundo para poner en marcha las actividades de EOR.

### *Perspectiva de la Producción de Petróleo*

Por lo que hemos visto hasta ahora, las reservas y la producción de petróleo de México han llegado a un punto crítico, que indica que las reservas se agotarán en 10 años si la situación actual / pasada continúa. México anticipó este dilema que se aproximaba hace años y en 2008 promulgó reformas para permitir a Pemex crear contratos de servicio basados en incentivos con compañías petroleras extranjeras para aumentar la producción en campos maduros de petróleo en tierra. Los contratos se adjudicaron sobre una base por barril producido. Las empresas extranjeras no tenían derechos de propiedad sobre el petróleo que producen, pero se esperaba que proporcionaran mejoras tecnológicas a los campos mexicanos.

Los primeros tres contratos de servicios bajo el nuevo marco se adjudicaron en agosto de 2011, dirigidos a pequeños campos maduros en el estado de Tabasco: Magallanes, Santuario y Carrizo. Los contratos fueron adjudicados a Schlumberger y Petrofac. Una segunda ronda de licencias centrada en campos maduros en la región norte se llevó a cabo en 2012. Las seis áreas en oferta incluyeron los campos en tierra: Altamira, Panuco, San Andrés y Tierra Blanca, y los campos en alta mar Arenque y Atún. Los campos fueron otorgados a Petrofac, Schlumberger, Cheiron y Monclova-Pirineos. Una tercera ronda, realizada en julio de 2013, se centró en el área de Chicontepec ubicada en la cuenca Tampico-Misantla. Los contratos de Chicontepec se adjudicaron a Halliburton, Baker Hughes y Diavaz, una empresa de servicios mexicana. Estaban fundamentalmente orientados a reducir el riesgo del área, investigando diferentes metodologías para un desarrollo comercial más eficiente.

Los nueve campos asociados con la primera y segunda ronda de licitaciones fueron, en general, campos muy maduros que produjeron menos de 2,000 b / d durante el año en que se otorgó la licencia. La mayoría mostró modestos incrementos en la producción durante los próximos dos años, y posteriormente han estado disminuyendo. Los dos casos más exitosos fueron los campos San Andrés y Ebano-Panuco. La producción del campo San Andrés aumentó de 1,700 b / d en 2012 a un máximo de 3,700 b / d en 2014 y desde entonces ha estado disminuyendo a un nivel actual de 1,600 b / d. La producción conjunta de Ebano-Panuco aumentó de 6,600 b / d en 2012 a 12,850 b / d en 2015, disminuyendo posteriormente a 6,150 b / d en la actualidad. Se ha conjeturado que el interés principal de los participantes en esos contratos de servicio tempranos era la posibilidad de explorar para nuevas reservas más profundas o cercanas. Un operador, Petrofac, encontró nuevas reservas en uno de los campos.

En diciembre de 2013, el Congreso de México aprobó una reforma del sector energético de amplio espectro que “abrió su sector de energía a operadores internacionales que pueden proporcionar experiencia financiera y tecnológica para explotar sus 35-70 mil millones de barriles de posibles recursos de petróleo y gas en el Golfo de aguas profundas, y sus depósitos de esquisto potencialmente enormes”. Los primeros contratos de servicio se migraron a estas nuevas y más amplias reformas.

En la Ronda Cero, el 13 de agosto de 2014, CNH asignó a Pemex una cartera del 83% de las reservas probadas y probables (2P) del país de reservas de petróleo y gas. Estas asignaciones incluyen 108 áreas de exploración y 336 campos de producción, un área de 184,000 kilómetros cuadrados. En las rondas subsiguientes hasta 2018, se otorgaron 75 licencias a partes privadas para exploración y producción, y 35 son contratos de producción compartida. La Ronda Uno comenzó el 15 de julio de 2015 y el Bloque 7, ubicado en las aguas poco profundas (166 m de profundidad) del Golfo, se adjudicó a un consorcio compuesto por Talos Energy, Sierra Oil & Gas y Premier Oil. El 20 de febrero de 2017, CNH emitió la autorización

para perforar un primer pozo. Cinco meses después, el 11 de julio de 2017, el operador, Talos Energy, anunció el descubrimiento de un yacimiento petrolero gigante con más de 600 millones de barriles de reservas de petróleo recuperables, Zama, la primera desde que se descubrió el campo Caan gigante a principios de los años 80. . Además, en 2017, Hokchi Energy y ENI anunciaron descubrimientos de clase mundial en varios campos costa afuera: Hokchi con 145 millones de barriles de reservas y los tres campos de ENI, Amoca, Mitzon y Tecoailli, que en conjunto contienen más de 450 millones de barriles de reservas de petróleo.

Estos primeros descubrimientos representan grandes éxitos para la nueva Reforma Energética. La capacidad de producción de estos nuevos campos se estima en 275,000 b / d (Zama 150 kb / d, Hokchi 35 kb / d y ENI 90 kb / d), con una producción a gran escala programada para 2021/22, un ciclo de 7 años desde licitar hasta alcanzar la capacidad total de producción. El nuevo y grande campo de Ixachi en tierra de Pemex también está programado para comenzar su producción en 2022, un ciclo de cinco años desde el descubrimiento. Estos son tiempos de ciclo normales (5-7 años) para la industria.

Recientemente (enero de 2019) SENER / Pemex publicó sus proyecciones de la producción de petróleo de México hasta el final de esta administración. Se espera que la producción alcance los 2,45 millones de b / d para 2024 desde el nivel actual de 1,71 millones de b / d. Se prevé que los aumentos en la producción provendrán de la exploración, la implementación de IOR / EOR en campos maduros, el desarrollo de reservas inactivas, la perforación de relleno y la reparación de pozos en campos existentes, (Ver Gráfica 5). Estas proyecciones también incluyen la contribución del nuevo sector privado.

Las estadísticas históricas muestran que las reservas conocidas de México se encuentran en un nivel crítico, se agotarán en menos de 10 años si la situación operativa actual / pasada continúa, y deben reabastecerse lo antes posible. Nuestro escenario futuro adopta un enfoque más pragmático: detener y revertir el declive en la producción de petróleo crudo hasta 2030. Esto es todo un desafío, tanto financiero como geológico, ya

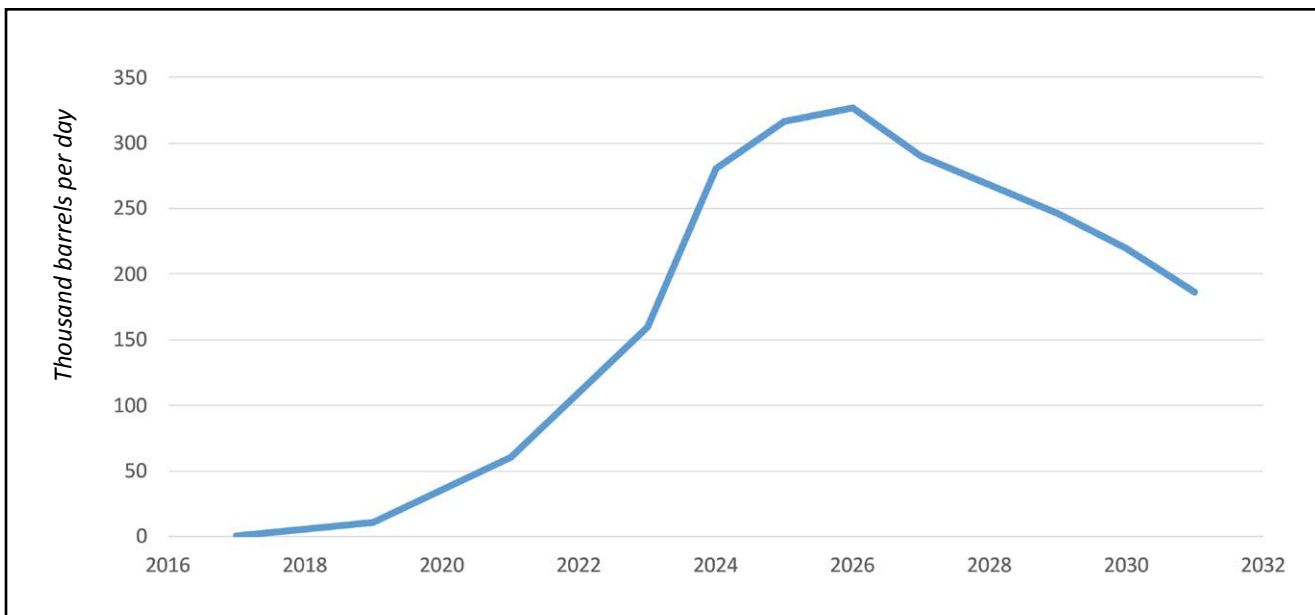
que requeriría duplicar la tasa promedio anual de descubrimiento de reservas de los últimos 17 años. Mantener la producción de petróleo actual de 1.7 millones de b / d hasta 2030 implicaría descubrir y desarrollar nuevas reservas y generar reservas nuevas de IOR / EOR y otras fuentes a un nivel de 620 millones de barriles cada año.

En este escenario, las reservas remanentes actuales de 6.4 mil millones de barriles servirían como un amortiguador para los inevitables altibajos anuales del plan, es de esperar que permanezcan intactos o mejores al final del período de planificación. El gasto de capital de E&P para este escenario se estima en U.S. \$ 6-12 mil millones por año. El rango refleja las diferentes complejidades de las áreas que se están explorando, desde la costa hasta las aguas profundas. Como referencia, Pemex estima un gasto de capital de US \$ 2.6 mil millones (\$ 5.50 por barril de petróleo equivalente) para desarrollar Ixachi, su nuevo campo de condensado en tierra. El gasto de exploración para Ixachi fue

de \$ 2-3 / boe adicionales. El gasto de capital total de E&P de Pemex fue de US \$ 8,6 mil millones en 2018.

El sector privado tiene el compromiso de perforar un total de 131 pozos exploratorios desde 2015 hasta 2022, incluidos 67 en tierra, 33 en aguas poco profundas y 31 en aguas profundas. Estas compañías de E&P están preparadas para cumplir con sus objetivos de producción y capital, y ya han realizado grandes inversiones, incluida la perforación de 19 pozos exploratorios a fines de 2018, con resultados muy por encima de las expectativas iniciales y actividades correspondientes a las Rondas II y III aún por comenzar. En cuanto a la producción, la Gráfica 6 muestra la estimación de la producción del sector hasta 2031, con un máximo de 327 kb / d en 2026, y luego disminuye desde que la Administración anunció que se han suspendido las licitaciones de futuras rondas petroleras.

**Gráfica 6**  
**Potencial de Producción de Petróleo, Sector Privado (kb / d)**



Fuente: AMEXHI

*Contexto*

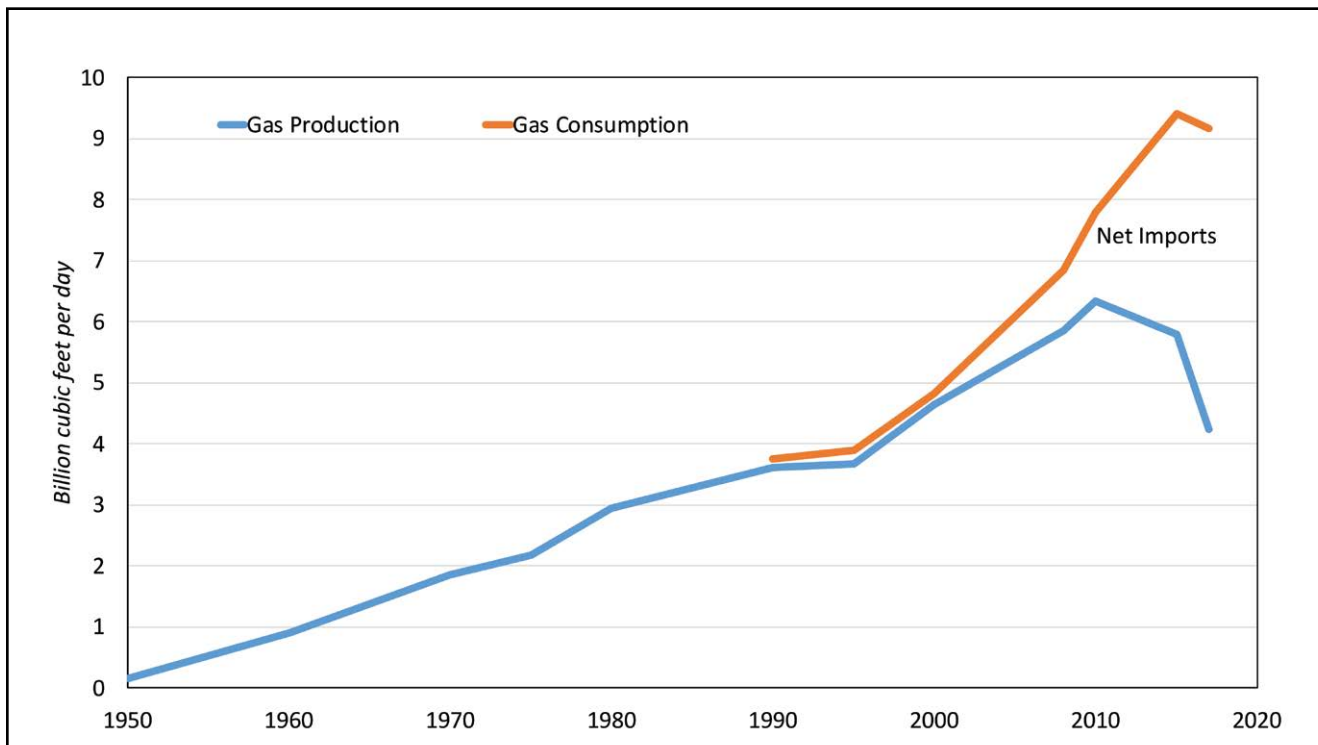
El consumo total de energía de México consiste principalmente en petróleo (56%), seguido de gas natural (29%). La producción de gas natural ha crecido continuamente, se duplicó de 3 billones de pies cúbicos por día (bcfd) en 1980 a un máximo de 6.34 bcfd en 2010 y desde entonces ha estado en declive hasta alcanzar los 4.24 bcfd en 2017, Gráfica 7. Esta tasa de producción es térmicamente equivalente a 700,000 b / d de petróleo. La producción reportada se refiere a la producción comercializada. Cierta producción en cabeza de pozo se quema cuando la captura no es económicamente viable. Esto ocurre principalmente en operaciones costa afuera, la CNH estima que en 2017 se quemaron cerca de 200 millones de pies cúbicos por día (MMcfd) de gas.

Por otro lado, el consumo de gas natural casi se ha duplicado desde 2000, alcanzando un máximo de 9.40 bcfd en 2015. Desde entonces, ha disminuido ligeramente a 9.16 bcfd en 2017. El sector de generación de energía es, con mucho, el

principal consumidor que representa un enorme 62%, seguido por el sector industrial con un 20% y Pemex con un 16%. El 2% restante incluye uso residencial. El gas natural está reemplazando cada vez más al petróleo como materia prima para la generación de energía.

El gas no asociado es gas producido a partir de reservorios que solo contienen gas natural, a diferencia del gas encontrado en asociación con el petróleo, una parte importante de la producción total de gas en México. En 1980, la producción de gas no asociado estaba cerca de 1 bcfd o un tercio de la producción nacional. La producción se mantuvo alrededor de ese mismo nivel hasta 1997, a partir de entonces comenzó a crecer lentamente, alcanzando un máximo de 2,65 bcfd en 2007. En ese momento, representaba casi el 45% de la producción nacional. Posteriormente, ha estado cayendo, volviendo a un nivel de 1 bcfd a finales de 2017. Esto es aproximadamente el 25% de la producción doméstica actual.

**Gráfica 7**  
**Consumo y Producción de Gas Natural (bcfd)**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos



Hasta la fecha, se han descubierto cerca de setecientos campos de gas no asociados que contienen 42 billones de pies cúbicos (tcf) de reservas probadas. Sin embargo, solo el 12% (84 campos) representa el 93% de todos los descubrimientos. Las cuencas de Burgos (35%) y Veracruz (16%) juntas representan más de la mitad de los descubrimientos, Sureste 33%, 8% Golfo de aguas profundas, Tampico-Misantla 1%, Sabinas 2% y el resto se dispersa en tres pequeñas provincias geológicas: Catemaco, Picashos y Chiapas. Los 42 tcf de reservas descubiertas son equivalentes térmicamente a unos 7 mil millones de barriles de petróleo o solo el 13% del total de 54 mil millones de barriles de petróleo en México. México aparentemente es muy propenso al petróleo. En contraste con el petróleo, donde los reservorios de carbonatos de la era cretácica y jurásica son los

reservorios principales, las areniscas terciarias son los reservorios predominantes que representan el 69% de todos los descubrimientos de gas no asociados.

No se han descubierto campos gigantes de gas. Solo hay 19 campos de clase mundial (definidos como campos con 600 bcf o más de reservas) con un total de 25 tcf de reservas, que es más de la mitad de todos los descubrimientos. Cuatro de estos principales campos de gas se encuentran en alta mar: May (2.0 tcf), Labay (1.2 tcf), Lakach (0.9 tcf) y Piklis (0.8 tcf). Los tres últimos campos fueron descubiertos en aguas profundas del Golfo. La Gráfica 8 muestra las ubicaciones de los 84 campos de gas principales, aquellos que han descubierto 100 bcf y más de reservas, dispersos en toda la República. Ellos representan el 93% de todo el gas descubierto.

**Gráfica 8**  
**Principales Campos de Gas de México**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

La Tabla 2 muestra los diez principales campos productores de gas no asociado. Se encuentran en tres cuencas y en conjunto producían 708 millones de pies cúbicos por día (MMcfd) en diciembre de 2017; esto representó el 70% de la producción total de gas no asociado en esa fecha. La producción de gas no asociado representó una cuarta parte de toda la producción de gas en el 2017. La cuenca Burgos alberga seis de los diez

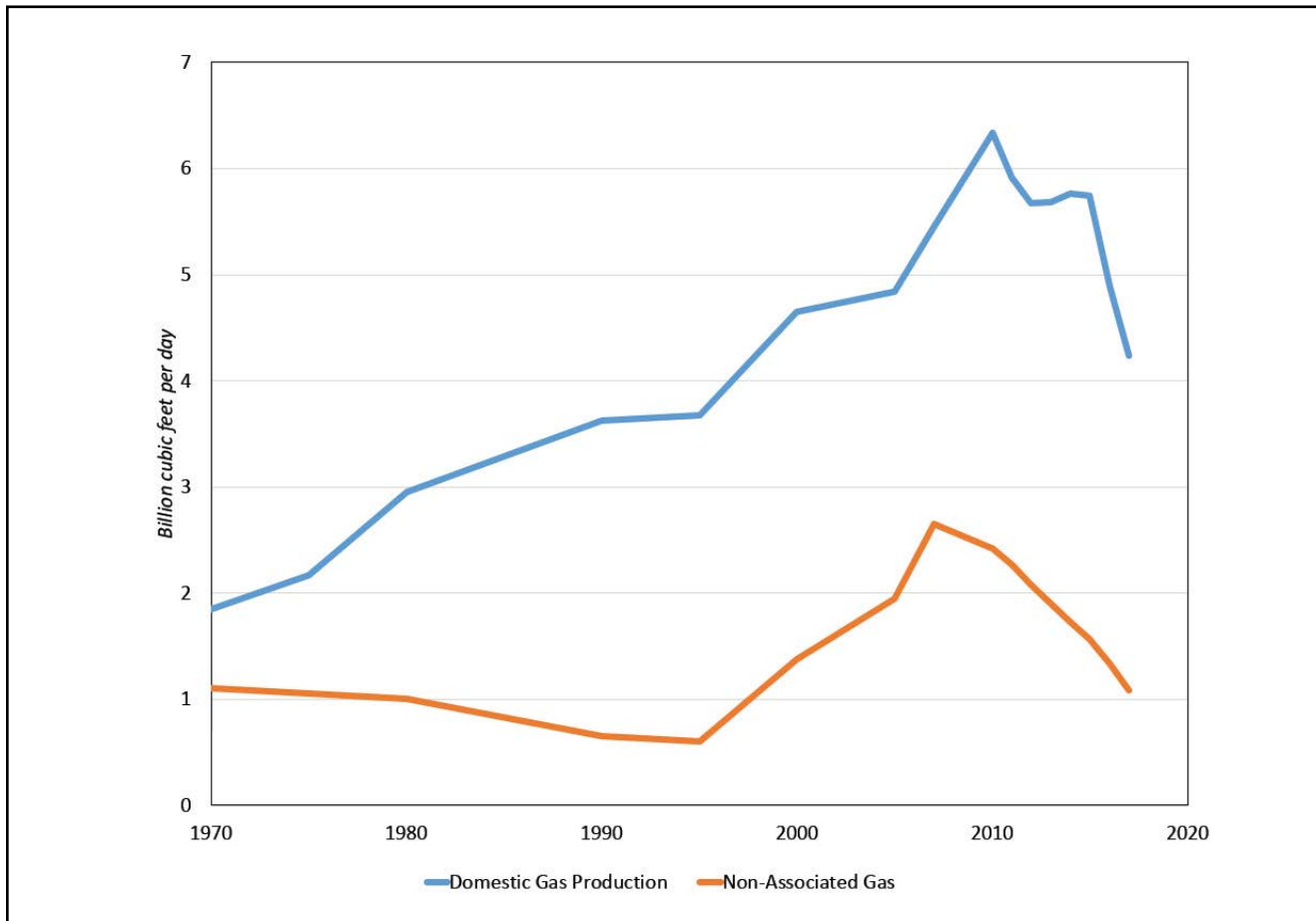
campos principales, incluido el campo Nejo, que es el principal productor. También representa la mitad de la producción de los diez campos mayores, el resto se divide entre las cuencas Sureste y Veracruz, cada una con dos campos. La Gráfica 9 muestra el desglose de la producción de gas asociada y no asociada. Ambos están disminuyendo significativamente después de alcanzar un máximo en 2010 y 2007, respectivamente.

**Tabla 2**  
**Los Diez Campos con Mayor Producción de Gas No Asociado, 2017**

Campo	Descubrimiento Año	Deposito	Profundidad m	OGIP bcf	Producción Pico		Diciembre 2017 Producción MMcfd
					MMcfd	Año	
Nejo	2003	Burgos	3,144	1,830	235	2015	132
May*	1992	Sureste	4,906	3,300	375	2012	119
Tsimin*	2008	Sureste	5,282	2,630	320	2015	112
Gasifero	2012	Veracruz	2,274	460	75	2017	72
Cauchy	2008	Veracruz	1,810	1,390	180	2013	71
Cuitlahuac	1972	Burgos	1,798	1,095	135	2001	54
Culebra	1957	Burgos	706	2,880	358	2000	50
Arcabuz	1968	Burgos	2,684	1,087	150	1998	39
Velero	1975	Burgos	2,100	915	126	2007	33
Sta. Anita	1958	Burgos	1,669	285	47	2010	26
							<b>Sum 708</b>

Notas: \* campos *costa afuera*. OGIP, gas en situ original  
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

**Gráfica 9**  
**Producción Nacional Total de Gas Natural (bcfd)**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

México tenía 21 tcf de reservas de gas probadas restantes (asociadas y no asociadas) en el 2000. Estas habían disminuido a la mitad desde el 1 de enero de 2017, una disminución de 4% anual contra 5% para el petróleo. El gas producido ha totalizado 31 tcf. A las tasas de producción actuales de 1.55 tcf por año, las reservas se agotarían en seis años. Según las estadísticas de la CNH de México, dos tercios de las reservas corresponden a la cuenca sur de Sureste. Los 3.3 tcf restantes se dividen entre las cuencas de Burgos (1.1 tcf), Tampico-Misantla-Veracruz (1.8 tcf) y Sabinas (0.03 tcf). Recientemente se descubrieron 0.36 tcf en las aguas profundas del Golfo de México.

La Gráfica 10 muestra los descubrimientos de gas no asociados durante el período 2000 a 2017, un promedio de casi 1 tcf por año. Tres altas columnas de descubrimientos resaltan la gráfica.

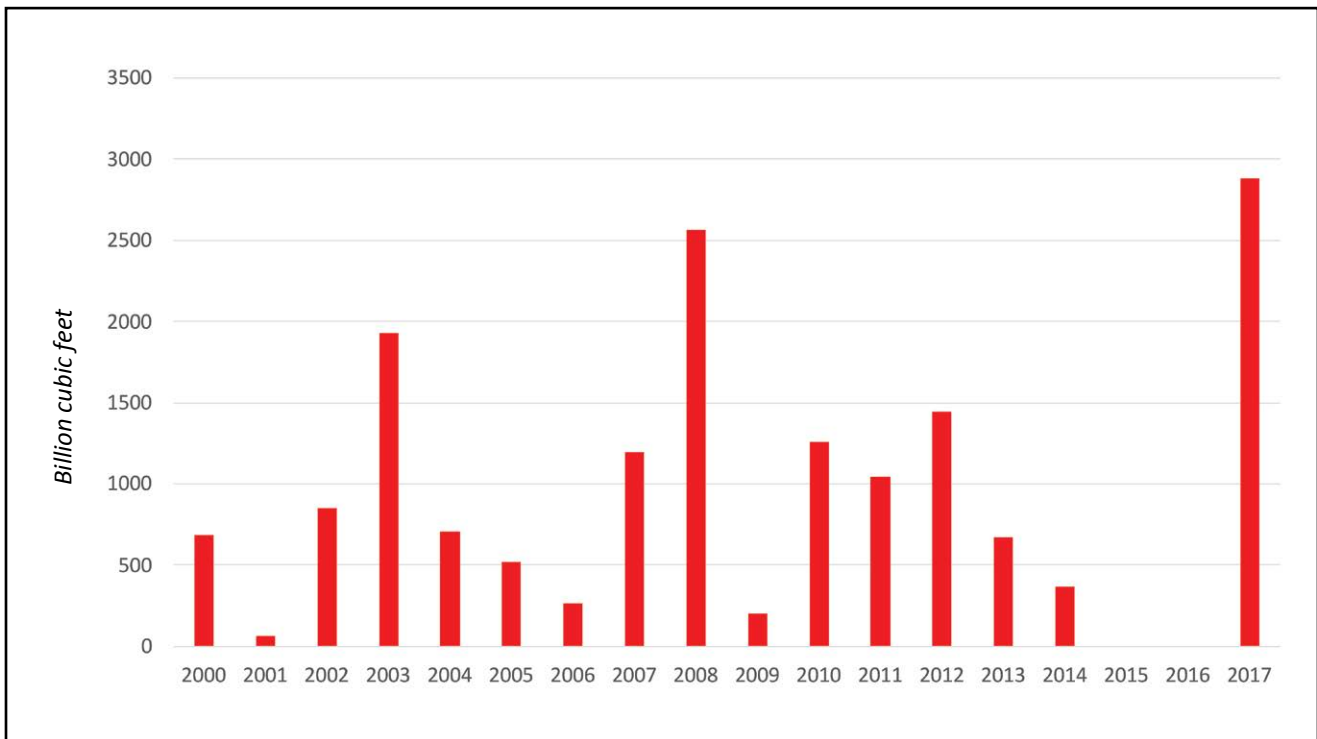
En 2003, se descubrieron dos grandes campos: Nejo y Apertura. En 2008, Tsimin y Cauchy fueron los grandes descubrimientos, e Ixachi en 2017. Ixachi es un campo de gas de clase mundial y, quizás, el campo de gas más grande descubierto en México. Según Pemex, posee 2.800 bcf de gas y líquidos recuperables, equivalente a 470 millones de barriles de petróleo. La producción a gran escala de 80,000 b / d de líquidos y 700 MMscfd de gas está programada para Ixachi en 2022.

Durante el período de 18 años, 2000-2017, se descubrió un total de 17 tcf de gas no asociado contra 12 tcf que se produjeron. Se descubrió un cuarenta por ciento más de gas que el producido y, sin embargo, la producción continúa disminuyendo. Esto parece paradójico. Sin embargo, más de la mitad de los descubrimientos permanece ocioso, y el desarrollo de varios otros descubrimientos se

retrasaron significativamente. Solo por nombrar algunos, tres campos de aguas profundas (5 tcf) y Kunah (1.7 tcf) aún están sin desarrollar. El gran campo Tsimin (2.6 tcf) comenzó la producción siete años después del descubrimiento. Por lo tanto, la

producción no se reemplazó efectivamente con nuevas reservas, lo que dio lugar a la inevitable disminución. No se descubrieron nuevas reservas de gas en el 2015 y 2016.

**Gráfica 10**  
**Descubrimientos de Gas No-Asociado, 2000 – 2017, bcf**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

La región norte de México probablemente será el centro del crecimiento futuro de las reservas, ya que contiene casi diez veces más reservas potenciales de gas natural que la región sur. México tiene una de las bases de recursos de gas de esquisto más grandes del mundo, que podría respaldar mayores niveles de reservas y producción de gas natural. Según una evaluación de EIA del 2013, de los recursos mundiales de gas de esquisto, México tiene un estimado de 543 tcf de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables, el cuarto más grande de cualquier país examinado en el estudio. La mayor parte de sus recursos de gas de esquisto se encuentran en las regiones noreste y centro-este del país. La cuenca Burgos representa dos tercios de los recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables de México. Burgos incluye partes

del ‘play’ de esquisto Eagle Ford, que se considera la perspectiva más prometedora de México y ha sido una fuente prolífica de producción en Texas. México ha tomado medidas preliminares para explorar y producir gas de esquisto. Pemex produjo su primer gas de esquisto a principios del 2011 de un pozo exploratorio en el norte de México. Sin embargo, la normativa actual de “no fractura hidráulica” suspende cualquier actividad futura en esta área.

#### *Perspectiva de Producción de Gas*

En 2001, a medida que las importaciones de gas comenzaban a crecer, Pemex introdujo el concepto de Contratos de Servicio Múltiple (CSM), abriendo el sector de gas natural aguas abajo a operadores privados como parte de su estrategia



para aumentar la producción de gas no asociado. La primera ronda de licitación para CSM se lanzó en julio de 2003 y se dirigió a la cuenca Burgos, el mayor productor de gas no asociado. Los cinco bloques adjudicados a fines de 2003 fueron: Reynosa-Monterrey, Cuervito, Misión, Fronterizo y Olmos. Este modelo no incluía incentivos para el aumento de producción y la licitación se basaba en descuentos que establecían la cantidad máxima de dinero que los contratistas podrían recibir por cada artículo de trabajo.

Una segunda ronda de CSM se lanzó en el 2005. Se adjudicaron dos bloques: Pandura-Anáhuac y Pirineo, ambos en la cuenca vecina de Sabinas. Una tercera ronda lanzada en 2007 también adjudicó dos bloques: Nejo en la cuenca Burgos y Monclova en la cuenca Sabinas. Como resultado de estas iniciativas, la producción de gas de México se estabilizó desde 2011 hasta 2015, y luego volvió a su alta tendencia anual anterior de declive del 10 por ciento.

Recientemente (24 de abril de 2019) Pemex publicó sus proyecciones de la producción de gas de México hasta el final de esta administración. Se espera que la producción alcance 6.93 MMcfd para finales de 2024 desde su nivel actual de 4.52

MMcfd. Se prevé que los aumentos de producción provendrán principalmente de acelerar el desarrollo de reservas inactivas y de nuevos descubrimientos, aumentando el factor de recuperación en campos petroleros maduros, perforaciones de relleno y mantenimiento en campos existentes. Proponen un nuevo modelo de contrato de servicios que integra exploración y producción (CSIEE). Incluyen una tarifa por barril o equivalente basada en los hidrocarburos producidos, se espera que el operador proporcione todo el capex y opex.

Veamos nuestro futuro escenario de producción de gas: Es importante recordar que el gas producido en México proviene principalmente (75%) del gas asociado con la producción de petróleo y asumimos que esta característica seguirá siendo la misma. Como tal, la mayoría de las reservas futuras de gas simplemente vendrán junto con las reservas de petróleo recién descubiertas. Esencialmente, el modelo de gas depende del éxito del modelo de petróleo que supone mantener la producción de petróleo en 1,7 millones de b / d hasta 2030. Los esfuerzos de exploración y gasto darán prioridad al petróleo durante este período crítico. Si aparece gas no asociado, como en el caso de Ixachi, es muy bienvenido.





## OBSERVACIONES FINALES

Las reservas y la producción de petróleo y gas de México se encuentran en una encrucijada crítica. Las reservas de petróleo se agotarían en diez años y las reservas de gas en seis sin nuevos compromisos masivos de inversión de capital. De un total de 465 yacimientos petrolíferos descubiertos, hoy en día sólo diez representan actualmente casi dos tercios de toda la producción nacional. Del mismo modo, de los más de 700 campos de gas descubiertos, diez representan casi la mitad de toda la producción de gas. La producción de petróleo está disminuyendo a un alto 5% por año y el 75% de toda la producción de gas está asociada con la producción de petróleo. El 25% restante proviene de reservorios de gas no asociados que también están disminuyendo en un 4% por año. En México, hasta el momento se han descubierto 54 mil millones de barriles de petróleo y 42 tcf (7 mil millones de barriles de petróleo equivalente) de gas no asociado. De estos 44 mil millones de barriles de petróleo y 31 tcf de gas se han producido. México es aparentemente un país propenso al petróleo. La excepción, por supuesto, son sus abundantes recursos de gas de esquisto.

Según un informe reciente (2013) de EIA, México tiene un estimado de 543 tcf de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables, el cuarto más grande del mundo. Esto equivale a 90 mil millones de barriles de petróleo o casi el doble de las reservas de petróleo descubiertas hasta la fecha. La cuenca de Burgos representa dos tercios de los recursos de gas de esquisto de México. Burgos incluye partes del campo de esquisto de Eagle Ford, que ha sido una fuente prolífica de producción en Texas. El desarrollo actualmente está suspendido tras la prohibición de fracturación hidráulica.

Debido a la urgencia del tema de reservas / producción, nuestro escenario futuro adopta un enfoque más pragmático: detener e invertir la disminución de la producción de petróleo crudo hasta 2030. Este escenario es todo un desafío, tanto financiero como geológico, ya que requeriría duplicar la tasa media anual de descubrimiento de reservas de los últimos 17 años. Mantener la producción de petróleo actual de 1.7 millones de b / d hasta 2030 implicaría descubrir y desarrollar

nuevas reservas y generar reservas nuevas de IOR / EOR y otras fuentes a un nivel de 620 millones de barriles cada año. Esto sería equivalente a descubrir diez campos petroleros gigantes del tamaño de Zama. El gasto de capital de E&P para este escenario se estima en U.S. \$ 6-12 mil millones por año. Dado que el 75% de la producción de gas ahora proviene de reservorios de petróleo, los dos modelos son fuertemente interdependientes. Los esfuerzos de exploración y el gasto darán prioridad al petróleo durante este período crítico. Si aparece gas no asociado, como en el caso de Ixachi, es muy bienvenido.

El sector privado tiene compromisos para perforar un total de 131 pozos exploratorios desde 2015 hasta 2022, correspondientes a las Rondas I, II y III. En cuanto a la producción, el sector ha proporcionado (15 de abril de 2019) una guía de producción que indica una producción máxima de 327,000 b / d en 2026, que luego declinará a medida que la Administración ha anunciado que se han suspendido las subastas de arrendamiento. Durante el período 2019-2024, el sector privado invertirá unos US \$ 14 mil millones en actividades de exploración y desarrollo asociadas con los proyectos adjudicados hasta la fecha. Se proyectan inversiones cercanas a los US \$ 2 mil millones para 2019, principalmente en actividades de exploración, la mitad en el área de Perdido y la otra mitad en las cuencas de Sureste y Veracruz. La recaudación total del gobierno (impuestos y regalías) de estos proyectos se estima en más del 90% del valor estimado del petróleo y el gas producidos durante la vigencia de los contratos de 25 años. Además, la construcción de infraestructura generará miles de empleos directos y muchos más indirectos.

El año 2017 marca esencialmente el inicio de las actividades de campo relacionadas con la nueva Reforma Energética de México y ciertamente fue un punto de inflexión para la industria de petróleo y gas. El petróleo y el gas descubiertos por Pemex y el sector privado sumaron un total de 1.87 billones de barriles de nuevas reservas, lo cual fue nada menos que un año espectacular para México.

## BIBLIOGRAFÍA

- “El Futuro de la Produccion de Aceite en Mexico: Recuperacion Avanzada y Mejorada”, CNH Report, June 4, 2012
- “World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment”, EIA/ARI, June 2013
- Abbas Ghandi and C.Y. Cynthia Lin, “Oil and Gas Service Contracts around the World”, March 14, 2014.
- Rafael Sandrea and Ivan Sandrea, “Mature Oil Fields need Tax Incentives – The Mexican Case”, Oxford Energy Forum 109, June 2017
- “Country Analysis Brief: Mexico”, U.S. Energy Information Administration (EIA), Oct. 16, 2017
- Diana Hernandez Martinez, “La Produccion Petrolera Mexicana: Analisis Historico y Escenario a Futuro”, Tesis de Maestria, Centro de Geociencias, UNAM, Abril, 2017
- Ivan Sandrea, Rafael Sandrea, Mario Limon, Karina Vazquez, Andy Horbury, and Mark Shann, “Mexico: History of Oil Exploration”, Pennwell, 2018
- “Petroleos Mexicanos: 2019 Financial and Operating Outlook”, Pemex, January 2019
- Michele Cowart and Kurt Abraham, “Mexico enters an Uncertain Period of Regulation and Activity”, World Oil, March 2019
- “Oportunidades de Inversion en Campos Maduros: Incremento en el Factor de Recuperacion”, Pemex, April 24, 2019
- “External Engagements Update”, AMEXHI, April 30, 2019
- “Advancement in Committed Wells – Five-year Plan”, PULSO Energetico.org., May 21, 2019

## ACERCA DEL AUTOR

Rafael Sandrea es un distinguido colaborador de EPRINC. Es presidente de “IPC Petroleum Consultants, Inc.”, una firma consultora internacional de petróleo con sede en Tulsa que se especializa en la evaluación de reservas de petróleo y gas y en el análisis de riesgo para inversiones internacionales en petróleo en actividades de exploración y producción (upstream). Ha publicado más de 40 documentos técnicos que cubren áreas como el análisis de riesgo para inversiones internacionales en petróleo upstream; evaluación de las reservas mundiales de petróleo y gas — convencionales y no convencionales; desarrollo de algoritmos para estimar la capacidad de producción de nuevos campos de petróleo y gas, para estimar las reservas de campos maduros de petróleo y gas; el potencial de reservas mundiales de petróleo en aguas profundas; evaluación de los recursos mundiales de petróleo y gas, y su potencial para mejorar la recuperación del petróleo.