



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis y Perspectivas de la
Implementación de la Reforma
Energética en México**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Brizian Renata Martínez Mateo

DIRECTOR DE TESIS

Lic. Favio Erazo Barbosa Cano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimientos

A mis padres, por su apoyo y amor incondicional, sin ustedes esto no sería posible. Gracias infinitas por todos los sacrificios que realizan día a día para que yo pueda cumplir mis sueños.

A mi hermano, por ser el mejor compañero que la vida pudo darme, gracias por siempre estar para mí y procurarme.

A Ernesto, gracias por apoyarme durante toda la universidad, por la motivación que me diste para lograr este trabajo, por tu amor y paciencia.

A Pedro Joaquín Coldwell, por permitirme ser parte de su equipo de asesores, sin usted este trabajo no sería posible.

A la Coordinación de Asesores del C. Secretario, don Gil, Priscila, Wendy y Lis, gracias infinitas por hacerme parte de su equipo de trabajo, por las enseñanzas y confianza que me brindaron, siempre estarán presentes en mí.

A la DGRI, por abrirme las puertas a la Secretaría de Energía, gracias especialmente a Paulina por ser mi primera maestra en la vida laboral, por confiar en mí, impulsarme y brindarme siempre todo su apoyo.

A mi director de tesis, por su tiempo y confianza para con este trabajo. Gracias profesor Favio porque desde las aulas usted me impulsó a tomar el camino hacia la legislación de la industria petrolera.

A mis sinodales, gracias por su tiempo y dedicación, sus comentarios y observaciones fueron de gran ayuda para este trabajo.

A mis amigas, amigos y compañeros, gracias por todos los buenos momentos, por las risas, las historias, por apoyarme durante la universidad y la vida, por ser un gran equipo siempre. Gracias Nat, Neftalí y Alejandro por ser mi familia en esta gran ciudad, gracias Vane por tu amistad incondicional a pesar de la distancia.

A mi amada universidad y a todos mis profesores, por abrirme las puertas, por permitirme conocer el mundo, por todas sus enseñanzas, gracias por abrir mi mente y brindarme las herramientas para ser una mejor mexicana. No hay mayor honor que ser parte de esta comunidad.

Índice

Introducción.....	5
1. Desempeño de la industria petrolera en México	9
1.1 Antecedentes y expropiación petrolera.....	9
1.2 Consolidación de la industria, descubrimiento de Cantarell.....	11
1.3 Los noventas y el incremento en la inversión a Cantarell	12
1.4 La vida después de Cantarell.....	13
1.5 Bajo la Reforma Energética 2013 – 2018.....	15
2. Un nuevo modelo para el sector hidrocarburos, la implementación de la Reforma Energética.....	17
2.1.1 Ronda cero	17
2.2 Rondas petroleras.....	18
2.2.1 Ronda 1.....	19
2.2.1.1 Ronda 1.1.....	20
2.2.1.2 Ronda 1.2.....	21
2.2.1.3 Ronda 1.3.....	22
2.2.1.4 Ronda 1.4.....	24
2.2.2 Ronda 2.....	25
2.2.2.1 Ronda 2.1.....	26
2.2.2.2 Ronda 2.2 y 2.3.....	27
2.2.2.3 Ronda 2.4.....	31
2.2.3 Ronda 3.....	33
2.2.3.1 Ronda 3.1.....	34
2.2.3.2 Ronda 3.2.....	36
2.2.3.3 Ronda 3.3.....	37
2.2.4 Resultados.....	38
2.3 Asociaciones estratégicas con Petróleos Mexicanos (farmouts).....	44
2.4 Acciones en materia de gas natural.....	47
2.4.1 Rondas de licitación.....	47
2.4.2 Ampliación de la Red Nacional de Gasoductos.....	47

2.5 Acciones en materia de Petrolíferos.....	49
3. Recopilación de indicadores petroleros nacionales e internacionales antes y después de la Reforma Energética.....	53
3.1 Indicadores petroleros nacionales.....	53
3.1.1 Indicadores petroleros en <i>upstream</i>	53
3.1.1.1 Reservas.....	54
3.1.1.2 Producción de aceite y gas.....	56
3.1.1.3 Actividad Petrolera.....	59
3.1.1.4 Inversiones en exploración y producción.....	63
3.1.1.5 Precios de la Mezcla Mexicana de Exportación.....	64
3.1.2 Indicadores petroleros en <i>downstream</i>	65
3.1.2.1 Capacidad de Procesamiento de Crudo.....	66
3.1.2.2 Producción de Productos Petrolíferos.....	67
3.1.2.3 Inversión en Refinación.....	69
3.1.2.4 Demanda nacional de petrolíferos.....	70
3.1.2.5 Importación de petrolíferos.....	71
3.1.3 Exportaciones de petróleo crudo.....	72
3.1.4 Balanza comercial de productos petroleros.....	74
3.2 Indicadores petroleros internacionales.....	76
3.2.1 Producción de crudo y gas.....	76
3.2.2 Precio de los principales crudos marcadores internacionales.....	80
3.2.3 Indicadores en países que han sufrido Reformas Energéticas.....	83
4. Análisis de Indicadores Petroleros.....	87
4.1 Caída de los precios del crudo 2014 - 2015.....	88
4.2 Mega yacimiento Cantarell.....	89
5. Conclusiones y recomendaciones.....	91
Abreviaturas y Siglas.....	94
Referencias.....	96

Introducción

Los hidrocarburos son la fuente de energía más importante de la sociedad, ya que representan el 58% de la matriz energética global¹ e influyen directamente en la economía de muchos países. En el mundo se producen cerca de 100 mil millones de barriles diarios (MMbd), del cual, el 40% de esta cantidad se genera en Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita,² países conocidos por ser los principales productores de crudo.

México actualmente ocupa el lugar 11 en el ranking de economías productoras a nivel internacional, según el informe estadístico 2019 de BP. México destaca como uno de los territorios de América Latina con mayores exportaciones de crudo y actualmente también juega un papel importante en el mercado como importador de refinados de petróleo.

En 2004 México alcanzó su pico histórico de producción con 3.4 MMbd. El 64% de dicha producción provino del mega yacimiento Cantarell descubierto en los años setenta en la Sonda de Campeche, la cual representó el 3% del total mundial y colocó a México como la sexta nación con mayores volúmenes de extracción a nivel internacional. En este mismo año, dicho campo llegó a considerarse como el número uno costa afuera en el mundo y el segundo más grande de los macro yacimientos productores. Cantarell ha sido por mucho, el campo con mayor producción en la historia del país y durante más de 30 años la economía dependió principalmente de la producción de petróleo proveniente de tal campo.

A finales del 2004 el mega yacimiento inició su proceso de declinación. Petróleos Mexicanos (PEMEX), en un intento por mantener la producción de Cantarell, en 2006 realizó inversiones cuantiosas en perforación, reparación y mantenimiento de pozos.³ A pesar de los esfuerzos, la tasa de producción continuo en descenso.

La declinación de Cantarell, de acuerdo con la opinión de expertos en la industria petrolera, marcó el fin de la era del petróleo de fácil acceso y bajos costos de extracción. Como consecuencia de ello, México entró en una fase de rendimientos decrecientes, ya que, a pesar de incrementar la inversión en más de 150 mil millones de dólares en exploración y extracción de hidrocarburos,⁴ la producción nacional cayó 25.4% entre 2004 y 2013.

Por otro lado, PEMEX no contaba con la tecnología necesaria ni recursos financieros necesarios para poder acceder a los recursos remanentes de campos maduros así como tampoco para realizar exploración en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México, en donde se encuentra el 25% de los recursos prospectivos del país.⁵

El Gobierno Federal, al darse cuenta de la situación crítica en la que se encontraba el país debido a la declinación de Cantarell y a la falta de capital de inversión de la industria petrolera, decidió realizar cambios constitucionales para permitir la participación de privados en el sector, ya que se estableció que el principal obstáculo para resolver estos retos era el marco constitucional, que situaba a PEMEX como el único actor posible en la industria petrolera nacional.

Por lo anterior, en el año 2013 se inició una transformación del sector energético mexicano, la más grande en comparación con las reformas estructurales en materia de hidrocarburos realizadas en la historia del país. La Reforma Energética implicó un nuevo marco regulatorio e institucional y abrió la participación de particulares a toda la cadena de valor en materia de hidrocarburos y electricidad acorde con las mejores prácticas internacionales.

La Reforma Energética, significó un parteaguas en la industria petrolera mexicana. Se modificaron 3 artículos constitucionales y 21 artículos transitorios.

La implementación de esta Reforma resultó en un gran reto para los órganos del gobierno que se encontraban implicados, ya que había que transitar de una industria cerrada a una que permitiera la participación de particulares. Para lograr lo anterior, desde el año 2015 se han llevado a cabo 9 licitaciones petroleras en las cuales se han adjudicado 104 áreas contractuales. Además, se han adjudicado 3 asociaciones estratégicas de PEMEX o *farmouts*, así como la apertura y liberalización del precio de los combustibles.

Dentro de los retos que enfrentó la Reforma Energética, resalta la caída de los precios del crudo acontecida entre 2014 y 2015, catalogada como la mayor caída del precio del crudo del siglo. De un precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación de 85.5 dólares por barril en el 2014 cayó a 43.1 dólares por barril en el 2015, lo que significó un decremento del 49.6%. Este suceso no sólo afectó a la industria del país, sino que afectó a todos los países exportadores de aceite, disminuyendo sus ingresos por la reducción del precio de venta.

En cuanto a las reservas petroleras, la baja de precios tuvo dos efectos negativos en ellas: i) la reducción del presupuesto exploratorio, lo que no permitió incorporar reservas en el corto plazo; ii) disminución de los volúmenes comerciales de hidrocarburos que se reflejan en las reservas, afectando el volumen de una parte de ellas y convirtiéndolas en recursos contingentes.

Con respecto a la producción, ésta se encontraba en un rezago debido al “efecto Cantarell” es decir, a la declinación del mega yacimiento. Mientras que la Reforma Energética presentaba sus primeras etapas de implementación y por ello aún no existía producción de hidrocarburos por parte de privados que ayudara a compensar la disminución de la plataforma de producción de crudo y gas. Estos efectos, sumados a la caída de los precios ocasionada por una sobreoferta mundial de crudo, originaron una pérdida nacional de 160 mil barriles diarios (Mbd) entre el 2014 y 2015.

Referente a los refinados, éstos no se vieron afectados con la caída del barril debido a diversos factores tales como el costo asociado a la refinación, costos de transporte y principalmente por los impuestos -lo relacionado con el Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS)-. Los dos petrolíferos principales, gasolina y diésel sufrieron caídas de precio del 27% y 29% respectivamente entre los años 2014 y 2015 en el país, lo que benefició a sus compradores. Lo anterior fue causa de la baja de precios del crudo que es la materia prima de esta industria.

Todo lo anterior afectó de sobremanera a la economía en el sector de hidrocarburos nacional al grado de presentar en el año 2015 un déficit monetario en la balanza comercial de

productos petroleros, lo cual no había ocurrido en los últimos 20 años. Estos hechos acontecieron en el marco de la implementación de la Reforma Energética y ocasionaron que se relacionara a ésta con el desplome en el desempeño de la industria de aceite y gas del país.

Contar con un diagnóstico adecuado de las causas de la caída de la plataforma petrolera y, en general, de la situación crítica de la industria petrolera es fundamental para poder plantear propuestas de solución que sean duraderas y consistentes. De ahí la necesidad de realizar trabajos de investigación como el que en esta tesis se presenta.

Este trabajo está elaborado para evaluar la hipótesis de que la Reforma Energética no influyó en el declive de la industria petrolera nacional, si no que éste fue causa de diversos factores como la mala administración del yacimiento Cantarell y la caída de los precios del 2014.

El trabajo presenta un análisis de los resultados que ha obtenido la Reforma Energética hasta el primer semestre de 2019, así como un análisis de los principales indicadores petroleros, tomando en cuenta el sector nacional y el internacional, con el fin de verificar la hipótesis planteada con anterioridad.

Los objetivos general y particulares de este trabajo son:

Objetivo general: Presentar un análisis de la implementación de la Reforma Energética a través de las transformaciones y resultados que se realizaron en el sector del 2013 al 2018 e identificar las causas de la caída de la plataforma de producción y la situación crítica de la industria.

Objetivos Particulares:

- Presentar información detallada acerca de todos los procesos que se realizaron en materia de hidrocarburos en la implementación de la Reforma Energética.
- Realizar una recopilación histórica de los principales indicadores petroleros nacionales y algunos de relevancia internacional.
- Llevar a cabo un análisis del comportamiento de los indicadores antes mencionados, con la finalidad de analizar su comportamiento en años anteriores y posteriores a la Reforma Energética y encontrar las causas de la caída de la industria nacional.

La estructura del trabajo consiste en 4 capítulos. En el primer capítulo se enfoca en presentar un resumen de la historia en materia de Reformas Estructurales de hidrocarburos en México, con la finalidad de mostrar el antecedente de la Reforma Energética.

El segundo capítulo se refiere a la implementación de la Reforma Energética y se examinan los logros que este modelo ha obtenido. Asimismo, se enfatiza la cadena de valor referente a *upstream*, es decir Rondas Petroleras, y para el caso de *midstream* y *downstream* se mencionan algunos procesos realizados como lo son la apertura en el mercado de gasolinas y la ampliación de la red nacional de gasoductos.

En el tercer capítulo se muestra una recopilación histórica de indicadores petroleros nacionales tales como reservas, producción de crudo y gas, importaciones y exportaciones del sector, actividades de exploración, inversiones realizadas, ingresos para el Estado, entre otros, antes y después de la implementación de la Reforma Energética. Además se incluyen indicadores relevantes a nivel internacional con la finalidad de observar el panorama global.

Por último en el capítulo cuarto, se realiza un análisis de los resultados obtenidos con la recopilación de indicadores petroleros, el cual tiene como propósito comprobar que la caída del sector no ha sido consecuencia de la implementación de la Reforma Energética si no debido a causas externas.

1. Desempeño de la Industria Petrolera en México

El petróleo en México es una mercancía estratégica para el crecimiento económico, relación comercial, financiera y de seguridad nacional. México es un país rico en este recurso y por ello a través de la historia se ha explotado este fluido con fines comerciales.

En las páginas siguientes se presenta un breve recorrido a través de la historia de la industria petrolera mexicana, abarcando las relaciones entre el gobierno y privados, anteriores reformas constitucionales, descubrimientos importantes y algunos indicadores como producción de crudo y refinados. Lo anterior con la finalidad de presentar la situación en la que se encontraba México antes de la Reforma Energética de 2013 y establecer las razones de cómo se llegó dicha situación.

1.1 Antecedentes y Expropiación Petrolera

Desde la época prehispánica y la conquista, el petróleo ya formaba parte de la cotidianidad de los pobladores del ahora territorio nacional. Este recurso brotaba de afloramientos naturales conocidos como chapopoteras y fue empleado para la reparación de embarcaciones como impermeabilizante, material de construcción, en ceremonias religiosas y para higiene bucal. Por su uso limitado en estos siglos, este fluido fue escasamente explotado y, por consecuencia, de mínimo valor económico.

Fue a finales del siglo XIX cuando la industria petrolera en México tuvo su inicio, debido a que el país no es una nación rica en yacimientos de carbón y recurrió al petróleo, que en ese entonces era una fuente emergente de energía. El gobierno otorgó concesiones basadas en el viejo modelo minero mexicano para fomentar la exploración y desarrollo de hidrocarburos. Las leyes otorgaban completa libertad a los dueños de la superficie para explotar libremente y sin concesión especial los hidrocarburos y no exigía el pago de regalías.

Dicha política condujo a importantes descubrimientos como lo fue el pozo La Pez 1 en 1904 conocido por ser el primer descubrimiento petrolero comercial en la historia de México.⁶ En ese momento el país se puso a la vanguardia a nivel mundial y la industria siguió creciendo.

En 1917 con las reformas a la Constitución, el petróleo se nacionalizó. La modificación del artículo 27 constitucional buscó la devolución al país de la explotación de los recursos naturales. Los aspectos principales de este artículo son: (1) el régimen patrimonial sobre el petróleo como recurso natural y (2) el régimen de concesiones que otorgaba el derecho de obtener el hidrocarburo a través de éstas. En ese sentido, en 1917 no se reservó a la nación la explotación del petróleo, sino más bien se estableció que los particulares sólo podían extraer este recurso a través de concesiones otorgadas por el Estado.

Cuando fue aprobada la Constitución, las compañías petroleras tenían el control de más de seis millones de hectáreas, lo que ocasionó un rechazo por parte de éstas al artículo 27 constitucional. Las empresas exigieron el reconocimiento de sus derechos de propiedad sobre los yacimientos petroleros. Para el año 1921 la producción nacional de petróleo había alcanzado su nivel más alto, lo cual representaba el 25% de la producción mundial.⁷

En 1925 se creó la primera ley reglamentaria del artículo 27 en materia de hidrocarburos, en la cual las compañías quedaban obligadas a obtener la confirmación de sus derechos para la explotación del petróleo y a introducir la Cláusula Calvo^a en la legislación y concesiones petroleras.⁸ Desde la promulgación de la Constitución de 1917 existía un roce entre los privados en la industria petrolera y el gobierno por las nuevas leyes.

Aunado a lo anterior, un conflicto social derivado de una huelga de trabajadores de la compañía El Águila, empeoró la situación. Por lo tanto, se creó el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) en 1935 ya que los empleados no estaban conformes con las condiciones laborales. Dicho sindicato formuló un proyecto de contrato con la finalidad de que rigiera las relaciones de los trabajadores con 17 empresas petroleras y sustituyera los diferentes contratos colectivos de cada una de ellas.

Las compañías no aceptaron el proyecto, con lo que inició una huelga por parte de los trabajadores en 1937 que paralizó la industria nacional por 12 días. Dicho paro fue declarado legal por la Junta de Conciliación y Arbitraje la cual falló a favor de los trabajadores y la Suprema Corte de Justicia dio validez a la resolución de la Junta. Se realizaron diversos intentos judiciales por parte de las empresas para no acatar la sentencia, pero todos fueron infructuosos.

Ante la negación de obedecer la sentencia por parte de las compañías, el 18 de marzo de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas promulgó la expropiación petrolera. Este decreto, también tuvo el alcance de expropiar los contratos y concesiones vigentes que tenían las compañías con el gobierno. El 7 de junio del mismo año se creó PEMEX.

Como consecuencia de la expropiación, en 1940 se realizó una reforma constitucional con el objetivo de desaparecer el régimen de concesiones para la explotación del petróleo. Asimismo, en la Ley Reglamentaria se incorporó la figura de contratos de exploración y explotación para que particulares mexicanos realizaran actividades de explotación por cuenta del Gobierno. En cuanto a concesiones, la misma ley establecía un régimen aplicable a actividades de refinación, transporte y distribución, restringido a particulares nacionales con un plazo máximo de 50 años.

^a Se llama así a la estipulación de renuncia de protección diplomática que se incorpora a los contratos entre un Estado latinoamericano y un ciudadano o corporación extranjeros, en virtud de la cual éstos no pueden acudir a su gobierno para defender sus derechos contractuales ni para formular reclamaciones contra la otra parte con ocasión o por consecuencia del contrato que les vincula. (Fernández, 2017)

Con base en lo anterior se puede observar que el modelo impulsado por Cárdenas, al contrario de lo que se cree, permitía la participación de empresas privadas mexicanas, que asumían el riesgo exploratorio y que, en caso de éxito geológico y comercial, se les permitía beneficiarse económicamente a cambio de impuestos y regalías. Este paradigma continuo vigente hasta 1958 cuando durante la presidencia de López Mateos se creó una nueva Ley Reglamentaria al artículo 27 en el ramo del petróleo para cerrar por completo la participación de privados en la industria petrolera, la cual permaneció vigente hasta el 2013.

1.2 Consolidación de la Industria: Descubrimiento de Cantarell

De 1940 a 1970 las operaciones petroleras continuaron principalmente en el norte del país. Dentro de las principales actividades realizadas por PEMEX en ese periodo destacan: la inauguración de 3 refinerías en: Ciudad de México, Salamanca y Minatitlán, así como la fundación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) en 1965 por parte de Jesús Reyes Heróles.

Los inicios de la década de los 70 fueron años complicados para la industria petrolera mexicana. México se convirtió en un importador neto de hidrocarburos y se observó un déficit en la balanza comercial energética en 1973.

En 1974, se descubrió la provincia petrolera Chiapas-Tabasco, logrando que la producción nacional alcanzara un pico histórico. Después de 53 años se logró recuperar la producción obtenida antes de la expropiación petrolera en 1921.

Para el año 1976 se perfora el pozo Chac- 1, resultando productor de aceite de 22° API y una columna impregnada de 974 metros (m). La perforación de este pozo ayudó a confirmar la existencia del mega yacimiento Cantarell, ubicado en la sonda de Campeche. Cantarell, se convirtió rápidamente en un actor importante en la industria petrolera mexicana. Sus reservas se certificaron en 1978 por un total de 40 mil 194 millones de barriles,⁹ convirtiéndolo en uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo. En 1979 inició su explotación comercial con el pozo Cantarell-2095.

En sus inicios, la producción de Cantarell se encontraba cercana a los 88 Mbd. Esta cifra se disparó a 600 Mbd en 1980 y tan sólo tres años después, en 1982, la producción de este campo ya había superado el millón de barriles diarios, con la explotación únicamente de 40 pozos.

La segunda mitad de la década de los 70 fue de gran auge para la industria de refinación nacional. En 1976 se inauguró la refinería de Tula en Hidalgo y se ampliaron las refinerías de Azcapotzalco, Madero, Minatitlán y Poza Rica.

Como consecuencia del incremento del gasto público en el periodo de 1970 a 1976 y la emisión excesiva de moneda del Banco de México, en agosto de 1976 se dio una primera devaluación por parte del gobierno. Esta primera devaluación fue insuficiente y en diciembre

se declaró una segunda devaluación con lo que el peso mexicano perdió casi la mitad de su valor contra el dólar en menos de 12 meses.

A pesar de la situación financiera, en 1979 los éxitos en la sonda de Campeche continuaron; con la perforación del pozo Ku-1, se confirmó el descubrimiento del yacimiento Ku-Em perteneciente al activo que posteriormente se convertiría en el segundo más importante de la industria nacional: Ku-Maloob-Zaap. Este yacimiento comenzó a producir en 1986 a través del pozo Ku-10.

La debilidad de las finanzas públicas, causada por basar el desarrollo del modelo energético en la adquisición de deuda, así como la paralela *petrolización* de la economía, puso a México en una situación altamente vulnerable.¹⁰ El precio del crudo cayó de 36.83 dólares por barril en 1980 a 29.55 en 1983, lo que condujo a una verdadera crisis económica. Las consecuencias de esta crisis resultaron en tasas de inflación anual de 117.25% y para 1986 con una segunda caída del precio del crudo a 14.43 dólares por barril, para la cual la inflación alcanzó un máximo histórico de 179.73%.

El sector energético se vio fuertemente afectado, por lo que PEMEX realizó un ajuste en su cartera de actividades. Se redujo la tasa de operaciones en exploración y se prestó poca atención a nuevas inversiones en refinación, favoreciendo la explotación petrolera, un área en la que las operaciones de Cantarell jugaron un papel importante. La producción de Cantarell proporcionó una bonanza que se utilizó como colateral del rescate financiero.

Se adoptaron varias medidas para el rescate de la economía que dieron como resultado el fin de la política de sustitución de importaciones y dieron paso a una economía más abierta, que se concretó con la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en 1994. El único sector que quedó excluido en un modelo cerrado fue el energético.

1.3 Los noventas y el incremento en la inversión a Cantarell

Entre los años de 1991 y 1994, las inversiones que se realizaron hacia el mega yacimiento Cantarell representaron alrededor de una quinta parte de todas las inversiones que realizó PEMEX en exploración y producción. Lo anterior con los objetivos de agregar nuevas reservas, mantener la plataforma de producción y mejorar la infraestructura para el manejo y transporte de gas.

A finales de 1994 una nueva crisis financiera afectó al país y derivado de ella el Congreso impuso a PEMEX una contribución del 60.8% sobre sus ingresos, con la finalidad de estabilizar las finanzas públicas. La acción anterior provocó que PEMEX privilegiara la producción de aceite ante cualquier otra área de negocio incluyendo la exploración, suceso que marcó un importante precedente a la crisis ocasionada con la caída de Cantarell.

La relación entre la economía abierta y competitiva con el sector energético se agravó. El resultado inevitable fue que el sector energético, más que abonar a la competitividad como país, comenzó a tornarse en un lastre.¹⁰

Desde finales de la década de los años 90, el mega yacimiento Cantarell comenzó a agotarse, por lo que a principios del 2000 se inauguró la planta de inyección de nitrógeno. La inyección tenía como finalidad incrementar la producción a través del mantenimiento de presión. La justificación de esta decisión se basó en el hecho de que la energía para el campo provino principalmente del casquete de gas secundario y se pensó que para aumentar la producción se necesitaba más energía la cual se conseguiría través de la inyección de nitrógeno. Esta decisión fue polémica, ya que, aunque estuvo basada en los beneficios económicos que traería por el bajo precio del nitrógeno y el potencial para reducir las importaciones de gas natural, fue criticada desde un punto de vista técnico, a partir del cual se proponía la reinyección de gas natural en lugar de nitrógeno como mejor opción.¹¹

En el periodo de 1997 al 2000, se realizaron inversiones anuales a Cantarell cercanas a los 2 mil millones de dólares (MMMUSD). Las inversiones se vieron reflejadas en la plataforma de producción del mega yacimiento, puesto que para el año 1997 Cantarell se encontraba produciendo 1.23 MMbd y para el año 2000 la producción iba en aumento con 1.47 MMbd.

La tendencia al incremento de la producción en Cantarell continuó hasta el año 2004, cuando alcanzó su pico histórico de 2.1 MMbd y con ello la producción nacional repuntó a los 3.4 MMbd. Las inversiones a este campo habían alcanzado los 2.4 MMMUSD anuales.

El pico de producción de petróleo coincidió en un escenario internacional de precios altos que no se veían desde la época de los 80. Esto benefició en gran manera al Estado, brindándole ganancias superiores a los 21,000 MMUSD por exportación de crudo en 2004. En ese momento México se situaba como el principal exportador de crudo de América Latina, teniendo un volumen promedio anual de exportaciones de 1,870.33 MMbd y producía el 63% de los productos petrolíferos que se consumían.¹²

1.4 La vida después de Cantarell

Cuando se tenían los mayores volúmenes de producción de Cantarell, PEMEX se centró en una explotación intensa y acelerada del yacimiento obedeciendo a una visión de corto plazo por parte del Gobierno Federal. Lo anterior, acompañado de una política inconsistente de inversión en exploración y con requerimientos mayores de capital para el desarrollo de campos más complejos y costosos, derivó en la crisis proveniente del 2005, que para fines de esta investigación se mencionará como “efecto Cantarell”.

De 2005 al 2007 las inversiones continuaron con un promedio de 2.4 MMMUSD anuales y en el periodo de 2008 a 2013 representaron las mayores inversiones canalizadas en la petrolera estatal con 3.8 MMMUSD anuales, teniendo como principal objetivo el crecimiento en número

de pozos. Además, se realizaron actividades como reparación y mantenimiento de pozos e inyección de nitrógeno, con la finalidad de reestablecer la producción.

A pesar de que las inversiones y operaciones continuaron, el mega yacimiento entró en su etapa de declinación y su producción cayó en 5% para 2005; y en 2013 ya tenía una caída del 79%. La declinación de Cantarell fue consecuencia del agotamiento del campo Akal. Un elemento determinante fue el alza en la recuperación de nitrógeno.

De una producción nacional de 3.4 MMbd registrada en 2004 se pasó a una correspondiente a 2.5 MMbd en 2013. Por lo que México entró en una fase de rendimientos decrecientes, ya que, a pesar de incrementar la inversión a niveles históricos en exploración y extracción, la producción continuó en declinación. Esto se debió principalmente a que Cantarell se estaba agotando, así como por la complejidad tecnológica y los altos costos asociados a los yacimientos no convencionales en donde se encuentra el 53% de los recursos prospectivos del país, así como a la insuficiente capacidad de ejecución de PEMEX.

Además de la producción, el volumen y la restitución de reservas y la productividad promedio de los pozos disminuyeron sustancialmente, poniendo en riesgo las finanzas públicas, así como la seguridad energética nacional.

En el año 2008, en un intento por mejorar la situación del país y modernizar la industria petrolera, se realizó una reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de hidrocarburos. Entre los cambios realizados, destacan los siguientes: (1) se abrió la comercialización del gas grisú a terceros, distintos de PEMEX, (2) se permitió a PEMEX ofrecer incentivos en efectivo a sus contratistas, bajo el esquema de contratos de servicios (CIEPs), sin ser contratos de riesgo y (3) se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

De los puntos anteriores, destaca el nacimiento de la CNH. Esta comisión no se creó como regulador autónomo sino más bien como la porción técnica de la Secretaría de Energía para conducir la política petrolera del país con especialistas diferentes a PEMEX. Además, se dieron pasos importantes en mejora de la transparencia, como las obligaciones de PEMEX de entregar informes anuales y trimestrales al Congreso de la Unión sobre su operación y a la Secretaría de Hacienda sobre su endeudamiento y gestión.

A pesar de los múltiples aciertos realizados con esta Reforma, estos no eran suficientes para conducir al país a una industria petrolera abierta que encajara con la economía nacional.

La industria energética internacional en este año enfrentó fuertes cambios, principalmente derivados a la explotación de recursos no convencionales por parte de Estados Unidos. En este año se empleó la técnica de fracturamiento hidráulico (*fracking*) que pocos años después colocó a Estado Unidos como uno de los principales productores del mundo y con ello el precio del crudo comenzó a descender significativamente.

México no contaba con sistemas reguladores flexibles ni políticas que permitieran la toma de riesgo en tecnologías como el *fracking*, por lo que la reforma del 2008 no proporcionó las

herramientas necesarias para responder a esta transformación tecnológica en materia de hidrocarburos.

1.5 Bajo la Reforma Energética 2013 – 2018

La travesía de México rumbo a su nuevo modelo energético ha sido larga y sinuosa, pero muy clara en el rumbo. Se necesitaba llevar a cabo intensos programas de exploración y desarrollo para poder recuperar la producción y añadir reservas, lo que implica grandes cantidades de recursos financieros. En los pasados años PEMEX mostró un claro deterioro operativo, financiero y tecnológico que lo imposibilitaba a realizar las acciones suficientes y cambiar el panorama nacional.

Para el 2012 la producción de crudo en México seguía en picada, con un promedio de 2.54 MMbd, cifra que representaba una caída del 26% con respecto a su pico de producción de 2004. El gigante Cantarell aportaba el 18% de la producción nacional y desde el año 2009, el activo Ku-Maloob-Zaap producía más barriles que el mega yacimiento. Para ese año, la producción de Ku-Maloob-Zaap, doblaba la producción de Cantarell, con un diferencial de 400 MBD más.

Mientras que en México en 2012 se perforaron 3 pozos de *shale oil/gas*, en Estados Unidos se perforaron 9,100. En cuanto a aguas profundas en México se perforaron 6 pozos, en el mismo lapso en el que el país vecino perforó 137.

México necesitaba un cambio radical en el modelo energético tal como los que se habían presentado en Brasil (2010) y Colombia (2003) que permitieron crear un nuevo paradigma y aumentar su producción. El país disponía de un gran acervo de políticas en la consolidación de modelos energéticos competitivos en el mundo. En materia energética se necesitaba romper ataduras, pero sin la sacrificar soberanía de la nación.¹³

El gobierno del presidente Enrique Peña Nieto, propuso como iniciativa una reforma constitucional que permitiera la participación de empresas privadas en la industria energética mexicana, a través de contratos de riesgo con la finalidad de fortalecer la seguridad energética y revertir la tendencia a la baja en la producción de petróleo.

La Reforma Energética fue aprobada por el Senado de la República el 11 de diciembre de 2013, un día después por la Cámara de Diputados y el 20 de diciembre del mismo año promulgada por el ejecutivo. La Reforma Energética del 2013 es conocida como la transformación más grande en el sector energético mexicano, ya que en ella se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución y 21 artículos transitorios. Con esta Reforma se transformaron la CNH y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en Órganos Reguladores Coordinados en materia energética, se crearon la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

y el Centro Nacional de Control de Energía Eléctrica (CENACE), estos dos últimos como organismos descentralizados.

La Reforma Energética, tanto constitucional como a nivel de la legislación secundaria, surge del estudio y valoración de las distintas iniciativas presentadas por los partidos políticos representados en el Congreso.

En el 2013 cuando la reforma fue aprobada, el precio promedio del crudo estaba en los 97.98 usd/b, el dólar estadounidense se encontraba en 12.76 pesos y el país producía el 51% de la gasolina que consumía. En el mismo año, ya se observaba una caída en exportaciones y un aumento en importaciones que provocaba que México se fuera encaminado hacia una condición de importadores netos.

Con la aprobación de la reforma, se procedió su implementación y la puesta en marcha de los nuevos organismos así como la ampliación de aquellos organismos que ahora contaban con más facultades. En la práctica internacional este proceso se ha observado complejo y requiere tiempo para su maduración.

2. Un nuevo modelo para el sector hidrocarburos, la implementación de la Reforma Energética

Con la Reforma Energética el sector mexicano experimentó una auténtica revolución. En este capítulo se presentan los procesos realizados durante la implementación del nuevo modelo petrolero y se examinan los resultados obtenidos a partir de éste. Haciendo énfasis en la parte la cadena de valor referente a *upstream*, pero se mencionan algunos procesos realizados en *midstream* y *downstream* con la finalidad de obtener un panorama completo del sector hidrocarburos.

2.1.1 Ronda cero

Esta Ronda fue un proceso establecido de conformidad con el Sexto Transitorio del Decreto Constitucional de la Reforma Energética, en el cual la Secretaría de Energía (SENER) con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), realizó asignaciones a PEMEX de campos en producción y áreas de exploración, tal como se indica en el párrafo séptimo del Artículo 27 Constitucional.

El proceso de asignación en esta Ronda consistió en una selección inicial propuesta que PEMEX presentó ante la SENER en marzo del 2014. Como resultado de esta Ronda, en marzo del mismo año se asignaron a PEMEX el 83% de las reservas 2P, el 100% de lo que solicitó, y el 21% de los recursos prospectivos del país, equivalentes al 67% de lo solicitado.

Con la Ronda Cero, a PEMEX se le asignó un área cercana a los 90,000 km² y un estimado de 20,600 MMbpce. Los recursos asignados ubicaron a PEMEX en quinto lugar en términos de reservas probadas, entre las empresas que reportan a los mercados financieros. En la Figura 1 se muestra la ubicación de las áreas asignadas a PEMEX.

Esta Ronda tuvo como finalidad cumplir con uno de los principales objetivos de la Reforma Energética: fortalecer la capacidad de inversión del Estado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, a través de la empresa estatal.

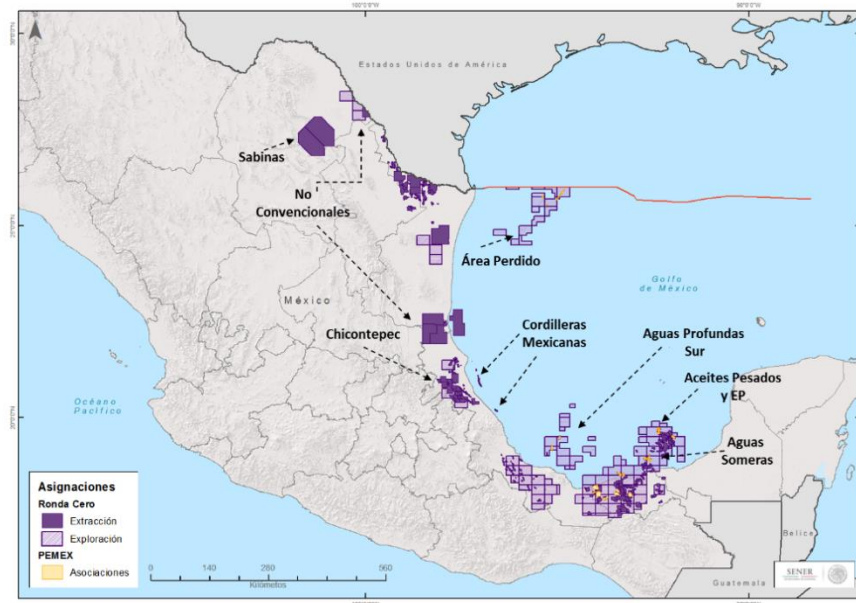


Figura 1. Ubicación de áreas asignadas a PEMEX derivado de la Ronda Cero.^b

2.2 Rondas petroleras

Con la Reforma Energética se creó un mecanismo que permite la licitación de áreas contractuales a empresas privadas a través de subastas denominadas Rondas Licitatorias Petroleras. Este mecanismo permite que empresas de diversos orígenes, experiencia y capital, realicen proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en México con el objetivo de detener la declinación petrolera y gasífera que se ha presentado en el país durante los años recientes. A la fecha se han llevado a cabo 9 procesos licitatorios que se enlistan en la Tabla 1.

Tabla 1 Rondas de licitación.^c

Ronda	Tipo	Fecha de presentación y apertura de propuestas
Ronda 1.1	Aguas someras	15 de julio de 2015
Ronda 1.2	Aguas someras	30 de septiembre de 2015
Ronda 1.3	Terrestre	15 de diciembre 2015
Ronda 1.4	Aguas profundas	5 de diciembre de 2016
Ronda 2.1	Aguas someras	19 de junio 2017
Ronda 2.2	Terrestre	12 de julio 2017

^b Secretaría de Energía, Subsecretaría de Hidrocarburos.

^c Elaboración propia con datos de CNH. Referencias 14 y 15

Ronda	Tipo	Fecha de presentación y apertura de propuestas
Ronda 2.3	Terrestre	12 de julio 2017
Ronda 2.4	Aguas profundas	31 de enero de 2018
Ronda 3.1	Aguas someras	27 de marzo de 2018

2.2.1 Ronda 1

La Ronda 1 fue la primera licitación pública internacional que se llevó a cabo en la historia de México para realizar contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, en la que por primera vez pudieron concursar empresas nacionales y extranjeras.

El diseño de la Ronda 1 consideró un balance de oportunidades de exploración, que comprendió áreas en producción, áreas poco exploradas y recursos convencionales de alto potencial prospectivo. La Ronda 1 se diseñó para crear un nuevo sistema industrial y su portafolio de áreas contractuales buscó incentivar la inversión de diversos tipos y tamaños de empresas, especializadas por actividad y por su conocimiento geológico con la finalidad de crear una industria robusta que complementase las actividades de PEMEX.

La selección de las áreas fue definida por la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, buscando maximizar tanto el atractivo geológico como el uso de la infraestructura existente. Por su parte, el régimen fiscal diseñado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) protegió el interés del Estado, sin dejar de reconocer las condiciones de riesgo que enfrentaba la industria.

Esta Ronda se dividió en 4 convocatorias que en total sumaron 58 áreas contractuales licitadas en territorio mexicano situadas en aguas someras, aguas profundas, y zonas terrestres. Como resultado de esta Ronda 38 áreas fueron adjudicadas, alcanzado con ello un porcentaje total promedio del 66% en éxito de adjudicación.

Todas las áreas se ofertaron sujetas a un programa mínimo de trabajo, en el que los compromisos mínimos se expresan en unidades de trabajo indexados al precio del petróleo para proporcionar un valor monetario a las actividades de desarrollo.

La primera convocatoria de la Ronda 1 comenzó en el año 2015 con la Ronda 1.1 y concluyó en el año 2016 con la Ronda 1.4. En la Figura 2 se muestran las áreas licitadas de esta Ronda.

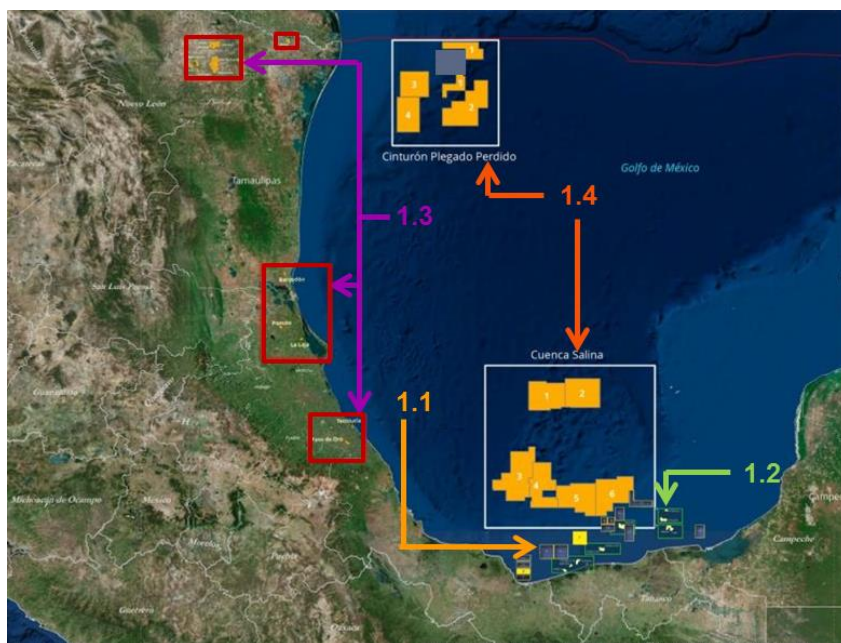


Figura 2. Áreas licitadas en la Ronda 1. ^d

2.2.1.1 Ronda 1.1

En diciembre de 2015, la CNH publicó la primera convocatoria y las bases para la licitación pública internacional. La Ronda 1.1 comprendió 14 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, en la modalidad de contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción. La duración de los contratos es de 25 años y la posibilidad de 2 periodos adicionales de hasta 5 años cada uno.

El 15 de julio de 2015, se realizó la presentación, apertura de propuestas y anuncio de los ganadores. Esta Ronda tuvo un total de 25 participantes precalificados, de los cuales 18 se presentaron de forma individual y 7 agrupados en consorcios.

Como resultado de esta subasta, se asignaron dos contratos para la exploración y extracción en aguas someras en modalidad de producción compartida: las áreas 2 y 7 que se encuentran ubicadas frente a las costas de Veracruz y Tabasco, las cuales representan una inversión estimada de más de 2 mil 700 millones de dólares. La primera licitación marcó la pauta en materia de transparencia y máxima publicidad, ya que el acto de fallo y apertura de propuestas fue transmitido en vivo mediante internet.

El porcentaje de éxito de adjudicación de esta ronda fue de 14%. En la Tabla 2 se presenta un resumen de las áreas adjudicadas de esta ronda.

^d Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

Tabla 2. Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 1.1.^e

Área	Superficie [km ²]	Hc* Esperado	Recursos Prospectivos [MMbpce]	Inversión estimada [MMusd]	Participación del estado [%]	Incremento al PMT** [%]	Licitante Ganador	País de Origen
2	194.45	Aceite Ligero	49.00	\$1,722.56	55.99	10	Sierra Oil & Gas	México
							Talos Energy	Estados Unidos
7	464.80	Aceite Ligero	39.00	\$985.55	68.99	10	Premier Oil	Reino Unido
							Sierra Oil & Gas	México
							Talos Energy	Estados Unidos
							Premier Oil	Reino Unido

*Hc=Hidrocarburo **PMT=Programa mínimo de trabajo

2.2.1.2 Ronda 1.2

En febrero de 2015, se publicó la segunda convocatoria de contratos de Producción Compartida para la extracción en aguas someras con una duración de 25 años y la posibilidad de 2 periodos de 5 años de extensión. Esta Ronda comprendió 9 campos en 5 áreas contractuales ubicadas en las costas de Tabasco y Campeche, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Estos bloques representan una superficie de 281 km² y cuentan con un total de 356 MMbpce en reservas 2P.

La Ronda contó con un total de 14 participantes precalificados, de los cuales 10 lo hicieron de manera individual y 4 en consorcio. El 30 septiembre de 2015, se llevó a cabo el acto de apertura de propuestas y anuncio de los ganadores, resultando adjudicados 3 contratos, es decir, la Ronda 1.2 contó con el 60% de éxito de adjudicación y logró una inversión estimada de más de 3 mil 200 millones de dólares. En la Tabla 3 se presenta un resumen de las áreas adjudicadas de esta ronda.

Tabla 3 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 1.2.^f

Área	Superficie [km ²]	Campo	Hc* Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Inversión estimada [MMusd]	Participación del estado [%]	Incremento al PMT** [%]	Licitante Ganador	País de Origen
1	67.20	Amoca-Mizton-Tecoalli	Aceite Ligero	187.60	\$1,241.17	83.75	33	ENI	Italia
2	39.60	Hokchi	Aceite Medio	92.70	\$882.89	70.00	100	Pan American Energy E&P	Argentina
								Hidrocarburos y Servicios Fielwood Energy Petrobal	Argentina
4	57.97	Ichalkil-Pokoch	Aceite Medio	192.50	\$1,123.97	74.00	0	Estados Unidos	
								México	

*Hc=Hidrocarburo **PMT=Programa mínimo de trabajo

^e Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

^f Ibidem

2.2.1.3 Ronda 1.3

El 15 de diciembre de 2015, se realizó la tercera licitación para la extracción de crudo en campos terrestres bajo un contrato de licencia con una duración de 25 años y la posibilidad de solicitar 2 periodos adicionales de 5 años cada uno.

La Ronda 1.3 consistió en 25 campos terrestres convencionales, distribuidos en 25 áreas contractuales en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Chiapas con una superficie total de 807 kilómetros cuadrados y con reservas totales estimadas 3P de 109 MMbpce. En esta licitación hubo un total de 51 participantes precalificados, 33 registrados de manera individual y 18 en consorcio.

La Ronda concluyó con todas las áreas adjudicadas y una participación de 40 empresas subastando las 25 áreas ofrecidas, dejando como resultado que todos los bloques recibieran por lo menos 2 ofertas. Esta convocatoria, en particular, tenía el objetivo de impulsar el desarrollo de la nueva industria nacional de hidrocarburos, pues se trataba de campos más pequeños en los que las empresas petroleras mexicanas recién creadas podrían tener participación. En la Tabla 4 se presenta un resumen de las áreas adjudicadas de esta ronda.

Los resultados de esta ronda dieron la oportunidad de que 14 compañías se conviertan en operadoras para México, de igual forma cabe destacar que de las 29 empresas ganadoras 22 son mexicanas. La producción pico que se espera con esta Ronda, asciende a 77 mil barriles diarios de crudo equivalente, con una inversión de más de 1,100 millones de dólares.

Tabla 4 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 1.3.⁹

*Hc=Hidrocarburos **PMT=Programa mínimo de trabajo

#	Superficie [km ²]	Campo	Hc* Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Municipio y Estado	Inversión estimada [MMUSD]	Regalía adicional [%]	Incremento al PMT** [%]	Licitante Ganador	País de Origen
1	11.00	Barcodón	Aceite Pesado	0.80	Altamira Tamaulipas	\$72.80	64.50	100	Diavaz Offshore	México
2	171.46	Benavides Primavera	Gas Seco	4.80	China Nuevo León	\$3.20	40.07	75	Nuvoil Sistemas Integrales de Compresión Constructora Marusa	México México México
3	16.08	Calibrador	Gas Seco	2.50	China Nuevo León	\$10.00	41.77	100	Consortio Manufacturero Mexicano	México
4	10.58	Calicanto	Aceite Superligero	0.10	Huimanguillo Tabasco	\$33.70	81.36	18	Grupo Diarqco	México
5	89.41	Carretas	Gas Húmedo	4.70	Dr. Coss Nuevo León	\$34.50	50.86	100	Strata Campos Maduros	México
6	57.99	Catedral	Gas y Condensado	0.90	Ostuacán Chiapas	\$3.10	63.90	0	Diavaz Offshore	México
7	41.46	Cuichapa-Poniente	Aceite Ligero	1.40	Moloacán Veracruz	\$60.00	60.82	99	Servicios de Extracción	México

⁹ Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

#	Superficie [km ²]	Campo	Hc* Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Municipio y Estado	Inversión estimada [MMUSD]	Regalía adicional [%]	Incremento al PMT** [%]	Licitante Ganador	País de Origen
									Petrolera Lifting de México	
8	36.74	Duna	Gas Seco	3.30	China Nuevo León	\$10.00	20.08	88	Construcciones y Servicios Industriales Globales	México
9	21.98	Fortuna Nacional	Gas y Condensado	0.10	Macuspana Tabasco	\$4.20	36.88	100	Compañía Petrolera Perseus	México
10	10.24	La Laja	Aceite Medio	0.00	Mascareñas Veracruz	\$100.00	29.69	100	Desarrolladora Oelum Ingeniería y Equipos Conequipos Industrial Consulting Marat International Constructora Tzaulán	México Colombia Colombia México México
11	21.22	Malva	Aceite Ligero	0.50	Pichucalco Chiapas	\$4.10	57.39	100	Renaissance	Canadá
12	29.85	Mareógrafo	Gas Seco	5.10	China Nuevo León	\$9.00	34.25	100	Consortio Manufacturero Mexicano	México
13	21.87	Mayacaste	Aceite Ligero	8.50	Comalcalco Tabasco	\$17.50	60.36	0	Grupo Diarco	México
14	46.32	Moloacán	Aceite Medio	1.60	Moloacán Veracruz	\$42.00	85.69	0	Perfolat de México Canamex Dutch American Oil Tools	México Holanda Estados Unidos
15	27.70	Mundo Nuevo	Gas y Condensado	1.40	Mundo Nuevo Chiapas	\$7.00	80.69	25	Renaissance	Canadá
16	17.02	Paraíso	Aceite Ligero	15.90	Paraíso Tabasco	\$17.50	35.99	100	Tubular Technology Gx Geoscience Corporation, Roma Energy Holdings	México Estados Unidos Estados Unidos
17	23.12	Paso de Oro	Aceite Medio	0.00	Martinez de la Torre Veracruz	\$8.00	10.20	30	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México	México
18	25.98	Peña Blanca	Gas Húmedo	2.50	Dr. Coss Nuevo León	\$12.50	50.86	100	Strata Campos Maduros	México
19	11.80	Pontón	Aceite Ligero	0.00	Mascareñas Veracruz	\$3.20	21.39	100	Renaissance	Canadá
20	23.66	Ricos	Gas Húmedo	6.10	Rio Bravo Tamaulipas	\$16.00	12.36	100	Steel Serv Constructora Hostotipaquillo Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales Mercado de Arenas Sílicas	México México México México
21	28.31	San Bernardo	Gas Húmedo	2.90	China Nuevo León	\$2.70	11.00	80	Strata Campos Maduros	México
22	9.79	Secadero	Aceite Ligero	0.10	Pichucalco Chiapas	\$3.20	60.74	100	Grupo R E&P Constructora y Arrendadora México	México México

#	Superficie [km ²]	Campo	Hc* Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Municipio y Estado	Inversión estimada [MMUSD]	Regalía adicional [%]	Incremento al PMT** [%]	Licitante Ganador	País de Origen
23	27.50	Tajón	Aceite Ligero	3.70	Paraíso Tabasco	\$627.00	60.88	100	Compañía Petrolera Perseus	México
24	7.16	Tecolutla	Aceite Medio	0.10	Tecolutla Veracruz	\$3.00	31.22	100	Tonalli Energía	México
25	25.30	Topén	Aceite Medio	0.90	Juárez Chiapas	\$17.50	78.79	25	Renaissance	Canadá

2.2.1.4 Ronda 1.4

La licitación 1.4 comprendió 10 áreas contractuales ubicadas en aguas profundas del Golfo de México, 4 dentro de la provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido y 6 en la Cuenca Salina. Esta ronda se realizó a través de contratos de licencia con una duración de 25 años y la posibilidad de 2 periodos de 5 años cada uno de extensión. El acto de presentación y apertura de propuestas se realizó el 5 de diciembre del 2016, en el cual se tenían 26 participantes precalificados, 16 como operadores y 10 como no operadores.

Como resultado de esta Ronda, se adjudicaron 8 bloques para exploración y extracción, es decir se tuvo un porcentaje de éxito de adjudicación del 80%. Sus inversiones ascienden a 34 mil millones de dólares en caso de éxito geológico, casi cinco veces lo que se obtuvo con las tres primeras licitaciones de la Ronda Uno. En la Tabla 5 se presenta un resumen de las áreas adjudicadas de esta ronda. Esta Ronda destacó debido a que PEMEX consiguió asociarse por primera vez en la explotación de aguas profundas en un consorcio con las empresas Chevron e Inpex provenientes de Estados Unidos y Japón, mientras que otras 11 empresas más comenzaron a participar en el mismo segmento en el país.

Tabla 5 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 1.4.^h

Área	Superficie [km ²]	Hidrocarburo Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Inversión estimada [MMUSD]	Regalía adicional [%]	Factor de inversión adicional	Licitante Ganador	País de Origen
CPP-1	1678.00	Aceite Superligero	232.40	\$3,850	17.01	1.5	China Offshore Oil Corporation E&P	China
CPP-2	2976.59	Aceite Superligero	638.80	\$6,643	5.00	1.5	Total E&P México ExxonMobil Exploración y Producción México	Francia Estados Unidos
CPP-3	1686.91	Aceite Ligero	370.70	\$2,017	7.44	0	Chevron Energía de México PEMEX Exploración y Producción Inpex Corporation	Estados Unidos México Japón
CPP-4	1876.71	Aceite Superligero	145.20	\$3,702.00	15.01	1	China Offshore Oil Corporation E&P México	China
CSI-1	2381.08	Aceite Ligero	433.80	\$7,052.00	10.00	1	Statoil E&P México BP Exploration Mexico	Noruega Reino Unido
CSI-3	3287.11	Gas Húmedo	409.20	\$5,236.00	10.00	1	Total E&P México Statoil E&P México	Francia Noruega

^h Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

Área	Superficie [km ²]	Hidrocarburo Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Inversión estimada [MMUSD]	Regalía adicional [%]	Factor de inversión adicional	Licitante Ganador	País de Origen
CSI-4	2358.74	Aceite Ligero	75.00	\$2,978.00	22.99	0	BP Exploration Mexico	Reino Unido
							Total E&P México	Francia
							PC Carigali Mexico Operations	Malasia
CSI-5	2573.17	Aceite Ligero	126.60	\$2,874.00	26.10	1	Sierra Offshore Exploration	México
							Murphy Sur	Estados Unidos
							Ophir Mexico Holdings Limited	Reino Unido
							PC Carigali Mexico Operations	Malasia
							Sierra Offshore Exploration	México

2.2.2 Ronda 2

Una vez avanzados los procesos de las licitaciones de la Ronda Uno, inició la Ronda Dos, que incluyó cuatro licitaciones: la primera en aguas someras, la segunda y la tercera en campos terrestres y la cuarta en aguas profundas.

En esta Ronda, se ofertaron 68 áreas y se adjudicaron 50, el porcentaje de éxito de adjudicación fue de 73%. Se obtuvo la participación de empresas de 19 países y en total recaudó inversiones por encima de los 100 mil millones de dólares.

La Ronda 2 comenzó en 2016 con la presentación de la Ronda 2.1 y culminó en 2018 con el acto de apertura de propuestas de la Ronda 2.4, la Figura 3 presenta las áreas que se licitaron a través de esta Ronda. A continuación, se presenta un resumen de los resultados de cada una de las convocatorias.

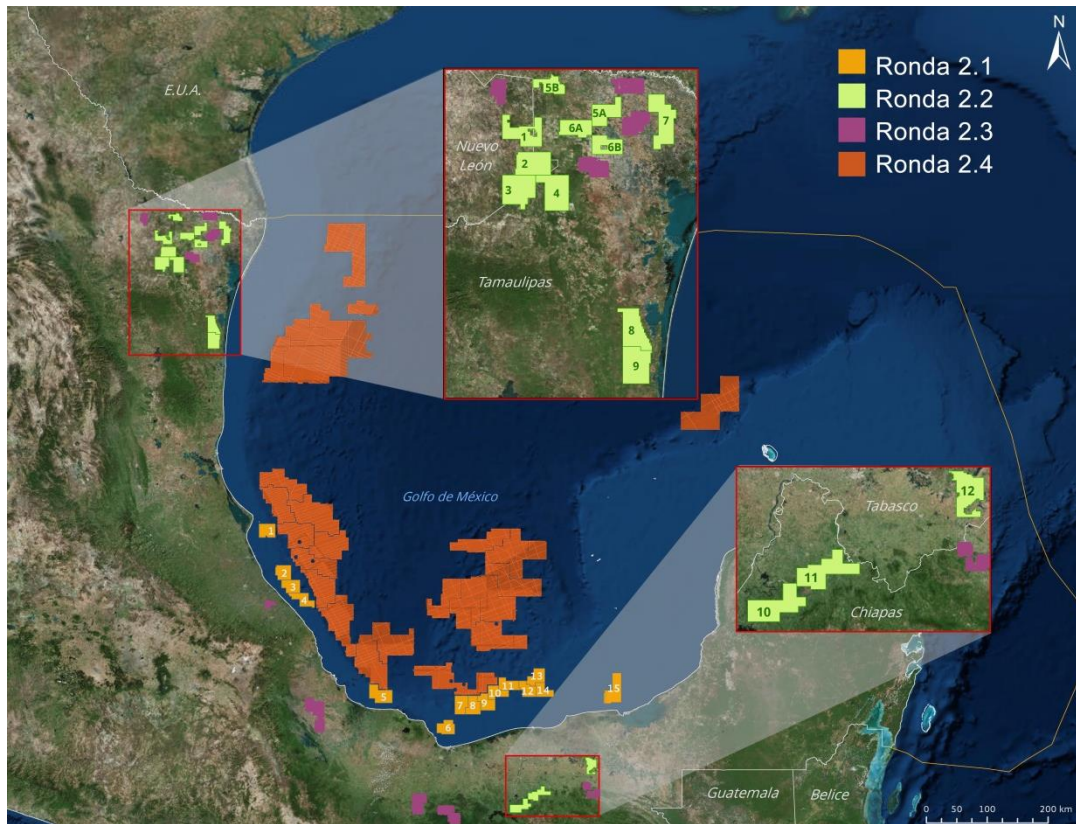


Figura 3. Áreas licitadas en la Ronda 2.ⁱ

2.2.2.1 Ronda 2.1

La Ronda 2.1 consistió en 15 áreas contractuales en aguas someras en las provincias petroleras Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste a través de contratos de Producción Compartida con duración de 30 años y con la posibilidad de 2 plazos adicionales de 5 años cada uno.

El acto de apertura de propuestas y selección de los ganadores en la licitación 2.1 se realizó el 19 de junio de 2017. Como resultado de esta Ronda se suscribieron 10 contratos que formalizaron inversiones por más de 8 mil millones de dólares y una utilidad promedio para el Estado de entre el 77.4 y el 83.9%. Según estimaciones de la SENER, dichas inversiones se verán reflejadas en una producción máxima de 170 Mbdpce.

En la Tabla 6 se presenta un resumen de los principales indicadores en las áreas adjudicadas para esta Ronda.

ⁱ Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

Tabla 6 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 2.1.ⁱ

Área	Superficie [km ²]	Hidrocarburo Esperado	Recursos Prospectivos [MMbpce]	Inversión estimada [MMUSD]	Participación del Estado [%]	Factor de inversión adicional	Licitante Ganador	País de Origen
2	548.71	Aceite Ligero	99.20	\$577.49	57.92	1	DEA Deutsche Erdoel PEMEX Exploración y Producción	Alemania México
6	559.28	Aceite Ligero	65.30	\$374.95	65.19	1	PC Carigali Mexico Operations Ecopetrol Global Energy	Malasia Colombia
7	590.78	Aceite Ligero	19.20	\$425.25	75.00	1.5	ENI México Capricorn Energy Limited Citla Energy E&P	Italia Reino Unido México
8	585.97	Aceite Ligero	51.30	\$807.23	20.10	0	PEMEX Exploración y Producción Ecopetrol Global Energy	México Colombia
9	562.33	Aceite Ligero	58.80	\$1,158.54	75.00	1.5	Capricorn Energy Limited Citla Energy E&P	Reino Unido México
10	532.63	Aceite Ligero	60.60	\$1,243.00	75.00	1.5	ENI México	Italia
11	532.74	Aceite Ligero	106.70	\$1,141.00	62.80	0	Repsol Exploración México Sierra Perote E&P	España México
12	521.12	Aceite Pesado	167.00	\$1,176.00	75.00	1	Lukoil International Upstream	Rusia
14	466.39	Aceite Pesado	76.20	\$1,054.00	37.27	0	ENI México Citla Energy E&P	Italia México
15	971.57	Gas Húmedo	32.10	\$235.00	30.11	0	Total E&P México Shell Exploración y Extracción de México	Francia Holanda

2.2.2.2 Ronda 2.2 y 2.3

La licitación 2.2 consistió en 10 áreas terrestres, 9 ubicadas en la cuenca de Burgos y 1 en Cuencas del Sureste, mientras que la licitación 2.3 estaba conformada por 14 áreas terrestres localizadas en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste. Ambas licitaciones se realizaron para un contrato de tipo Licencia con una duración de 30 años con la posibilidad de 2 periodos adicionales con duración de hasta 5 años cada uno. El objetivo primordial de estas rondas era incrementar la producción de gas.

Ambas licitaciones concluyeron el 12 de julio de 2017 con el acto de apertura y presentación de propuestas. De los 24 bloques ofertados, se lograron adjudicar 21, dando como resultado un porcentaje de éxito de adjudicación del 87%. El alto nivel de éxito se debió en gran medida a que los campos ofertados estaban ubicados cerca de instalaciones de transporte y centros procesadores de gas, además de que los proyectos en tierra presentaban características adecuadas para empezar a producir rápidamente, lo que además abonaba a los esfuerzos para

ⁱ Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

revertir la tendencia a la baja de la plataforma de producción. Dado que se trataba de bloques de dimensiones moderadas, resultaban atractivas para empresas de origen mexicano, con experiencia como contratistas de PEMEX y que deseaban dar el siguiente paso e incursionar como operadoras. Cerca del 67% de las áreas adjudicadas en estas licitaciones tienen como hidrocarburo esperado el gas húmedo.

Para estos 21 contratos se estimó que, en caso de que existan hidrocarburos y que el volumen sea rentable para su extracción, es decir que presenten un éxito geológico y comercial, podrían aportar una producción máxima de 150 Mbdpce, para el año 2025. Esto representa el 8% de la producción de crudo actual del país. Considerando este nivel de actividad, la inversión esperada ascendería a 2 mil millones de dólares, es decir, en promedio 97 millones de dólares por bloque. Las entidades beneficiadas con esta inversión serán Nuevo León, Veracruz, Tabasco y Tamaulipas.

En la Tabla 7 se presenta un resumen de los principales indicadores en las áreas adjudicadas para la Ronda 2.2 y en la Tabla 8 la misma información pero correspondiente a la Ronda 2.3.

Tabla 7 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 2.2.^k

Área	Superficie [km ²]	Hc* Esperado	Reservas 3P [MMbpc]	Estado, Municipio	Inversión estimada [MMusd]	Participación del Estado [%]	Factor de inversión adicional	Bono a la firma [musd]	Licitante Ganador	País de Origen
BG-1	360.34	Gas Húmedo	34.60	Gral Bravo Tamaulipas, China Nuevo León	\$124.00	0.04	1	\$0.00	Iberoamericana de Hidrocarburos	México
				Méndez					Servicios PJP4 de México	México
BG-4	440.31	Gas Húmedo	18.00	Tamaulipas, China Nuevo León	\$108.00	25.00	1.5	\$0.00	Sun God Energía de México	Canadá
									Jaguar E&P	México
BG-5	444.64	Gas Húmedo	24.10	Reynosa Tamaulipas	\$131.00	16.96	0	\$0.00	Sun God Energía de México	Canadá
									Jaguar E&P	México
BG-7	445.01	Gas Húmedo	32.60	Matamoros Tamaulipas	\$140.00	25.00	1.5	\$4,130,00	Sun God Energía de México	Canadá
									Jaguar E&P	México
BG-8	416.12	Gas Húmedo	57.40	Sn Fernando Tamaulipas	\$145.00	25.00	1.5	\$0.00	Sun God Energía de México	Canadá
									Jaguar E&P	México
BG-9	463.99	Gas Húmedo	37.50	Sn Fernando Tamaulipas	\$213.00	25.00	1.5	\$0.00	Sun God Energía de México	Canadá
									Jaguar E&P	México
CS-10	347.34	Aceite Superligero	98.90	Tabasco	\$239.00	45.00	1.5	\$0.00	Sun God Energía de México	Canadá
									Jaguar E&P	México

*Hc=Hidrocarburo

^k Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

Tabla 8 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 2.3.¹

Área	Superficie [km ²]	Hc* Esperado	Reservas 3P [MMbpce]	Estado, Municipio	Inversión estimada [MMusd]	Participación del Estado [%]	Factor de inversión adicional	Bono a la firma [musd]	Licitante Ganador	País de Origen
BG-01	99.25	Gas Húmedo	3.30	Dr Coss Nuevo León, Camargo Tamaulipas	\$5.00	25.00	2	\$4,237.26	Iberoamericana de Hidrocarburos Servicios PJP4 de México	México México
BG-02	162.961	Gas Húmedo	5.1	Rio Bravo Tamaulipas	\$60.00	25	2	\$2,980	Newpek Exploración y Extracción Verdad Exploration Mexico	México Estados Unidos
BG-03	199.592	Gas Húmedo	7.3	Rio Bravo Tamaulipas	\$37.00	23.56	0	\$0.00	Newpek Exploración y Extracción Verdad Exploration Mexico	México Estados Unidos
BG-04	199.263	Gas Húmedo	20	Reynosa Tamaulipas	\$59.00	3.91	1	\$0.00	Iberoamericana de Hidrocarburos Servicios PJP4 de México	México México
TM-01	72.39	Aceite y Gas Húmedo	1.30	Tecolutla Veracruz	\$18.00	40	2	\$26,100	Jaguar E&P	México
VC-01	193.3	Gas Húmedo	3.8	Zentla Tabasco	\$51.00	40	2.00	\$1,500.06	Roma Exploration and Production Tubular Technology Golfo Suplemento Latino Suministros Marinos e Industriales de México	Estados Unidos México México México
VC-02	251.35	Aceite Ligero	8.00	Cotaxtla Veracruz	\$49.00	40	0	\$0.00	Jaguar E&P	México
VC-03	231.66	Aceite Ligero	17.80	Cotaxtla Veracruz	\$57.00	40	2	\$0.00	Jaguar E&P	México
CS-01	95.17	Gas Húmedo	22.60	Macuspana Veracruz	\$113.00	45	2	\$28,890	Jaguar E&P	México
CS-02	247.956	Aceite Ligero	13.4	Sayula Veracruz	\$111.00	40	2	\$0.00	Shandong Kerui Oilfield Service Group Sicoval MX Nuevas Soluciones Energéticas	China México México
CS-03	215.082	Aceite Ligero	31.3	Sayula Veracruz	\$115.00	45	2	\$0.00	Shandong Kerui Oilfield Service Group Sicoval MX Nuevas Soluciones Energéticas	China México México
CS-04	244.78	Aceite Ligero	38.10	Hidalgotitlán Veracruz	\$105.00	45	2	\$6,182	Carso Oil and Gas	México
CS-05	233.60	Aceite Ligero	48.40	Minatitlán Veracruz	\$88.00	40	2	\$13,170	Carso Oil and Gas	México
CS-06	148.19	Aceite Ligero	30.70	Macuspana Tabasco	\$81.00	40	2	\$0.00	Jaguar E&P	México

¹ Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15. *Hc=Hidrocarburo.

2.2.2.3 Ronda 2.4

La licitación 2.4 se encontraba integrada por 29 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia con una duración de 35 años y la posibilidad de 2 plazos adicionales, el primero de hasta 10 años y el segundo de hasta 5 años. Las áreas contractuales se encuentran en las provincias petroleras de Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina.

Las 29 áreas contractuales comprenden una superficie total de 70,844 km² y sus recursos prospectivos ascienden a 4,228 MMbpce.

El acto de presentación y apertura de propuestas se realizó el 31 de enero de 2018, en el que se lograron adjudicar 19 áreas contractuales a 11 empresas, con lo que se alcanzó un porcentaje de éxito de adjudicación del 65%.

La Ronda 2.4 logró comprometer a las empresas ganadoras a desarrollar 23 pozos exploratorios, o la inversión equivalente al desarrollo de dichos pozos reflejada en el factor de inversión adicional. Para esta Ronda la SENER informó que el monto estimado de inversiones que podrían realizarse en caso de éxito geológico en las 19 áreas contractuales adjudicadas es cercano a los 93,000 MMUSD.

En materia de producción, cada una de estas áreas podría producir en promedio cerca de 74 mil barriles de crudo al día, hacia el año 2033 (Pedro Joaquín, 2018). En la Tabla 9 se presenta un resumen de los principales indicadores en las áreas adjudicadas para la Ronda 2.4.

Tabla 9 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 2.4.^m

Área	Superficie [km ²]	Hc* Esperado	Recursos Prospectivos [MMbpce]	Inversión estimada [MMusd]	Regalía adicional [%]	Factor de inversión adicional	Bono a la firma [musd]	Licitante Ganador	País de Origen
2	2146	Aceite Ligero	76	\$6131.91	15.02	1	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México PEMEX Exploración y Producción	Países Bajos México
3	2062	Aceite Superligero	115	\$6131.91	10.03	0	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México Qatar Petroleum	Países Bajos Qatar
4	1900	Aceite Superligero	40	\$6131.91	10.03	1	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México Qatar Petroleum	Países Bajos Qatar
5	2733	Aceite Ligero	252.00	\$6,131.91	6.23	1	\$0.00	PEMEX Exploración y Producción	México
6	1891	Aceite Superligero	171	\$6131.91	20	1.5	\$10,030.38	Shell Exploración y Extracción de México Qatar Petroleum	Países Bajos Qatar
7	1968	Aceite Ligero	17	\$6131.91	20	1.5	\$90,030.38	Shell Exploración y Extracción de México Qatar Petroleum	Países Bajos Qatar
10	1999	Gas Seco	100	\$3318.05	20	1.5	\$0.00	Repsol Exploración México PC Carigali Mexico Operations Ophir Mexico Holdings Limited	España Malasia Reino Unido
12	3099	Gas Seco	215	\$3318.05	20	1	\$0.00	PC Carigali Mexico Operations Ophir Mexico Holdings Limited PTT Exploration and Production	Malasia Reino Unido Tailandia
14	2242	Gas Seco	180	\$3318.05	19.98	0	\$0.00	Repsol Exploración México PC Carigali Mexico Operations	España Malasia
18	2917	Gas Seco	412.00	\$3,318.05	7.11	1	\$0.00	PEMEX Exploración y Producción	México
20	2080	Aceite Ligero	199.00	\$4,747.82	20	1.5	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México	Países Bajos
12	3099	Gas Seco	215	\$3318.05	20	1	\$0.00	PC Carigali Mexico Operations	Malasia
21	2030	Aceite Ligero	327.00	\$4,747.82	20	1.5	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México	Países Bajos
22	2879	Aceite Pesado	101	\$4747.82	18.44	1	\$0.00	Chevron Energía de México PEMEX Exploración y Producción Inpex Corporation	Estado Unidos México Japón
23	1853.00	Aceite Pesado	131.00	\$4,747.82	10.08	1	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México	Países Bajos
24	1922	Gas Húmedo	100	4747.82	9.53	1	\$0.00	ENI México Qatar Petroleum	Italia Qatar
25	2107.00	Aceite Pesado	12.00	\$4,747.82	19.98	0	\$0.00	PC Carigali Mexico Operations	Malasia
26	2118.00	Aceite Pesado	67.00	\$4,747.82	20	1	\$0.00	PC Carigali Mexico Operations	Malasia
28	3067.00	Aceite Pesado	106.00	\$4,747.82	20	1.5	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México	Países Bajos
29	3254	Gas Húmedo	176	\$4747.82	20	1.5	\$0.00	Repsol Exploración México PC Carigali Mexico Operations Sierra Oil & Gas PTT Exploration and Production	España Malasia México Tailandia

^m Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15. * Hc = Hidrocarburo.

2.2.3 Ronda 3



Figura 4. Áreas licitadas de la Ronda 3.ⁿ

Esta Ronda a la fecha contiene 3 licitaciones, de las cuales sólo la Ronda 3.1 ha sido llevada a cabo y se refiere a contratos en aguas someras. En lo que respecta a las Rondas 3.2 y 3.3 sólo fueron presentadas y consisten en áreas terrestres convencionales y áreas terrestres no convencionales, respectivamente. La Figura 4 muestra las áreas que se presentaron en estas licitaciones.

A continuación, se proporcionan mayores detalles acerca de estos 3 procesos licitatorios:

ⁿ Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

2.2.3.1 Ronda 3.1

Esta Ronda tenía como objetivo fortalecer la incorporación de reservas y el incremento de la producción nacional de aceite y gas en el mediano plazo. La Ronda 3.1 incluyó 35 bloques ubicados en aguas someras, distribuidos en cuatro cuencas petroleras: Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste y en conjunto suman recursos por 1,988 MMBpce.¹⁴ Estos bloques se ofertaron bajo la modalidad de contratos de producción compartida con una duración de 30 años y con la posibilidad de 2 plazos adicionales de hasta 5 años cada uno.

El evento de presentación y apertura de propuestas se llevó a cabo el 27 de marzo de 2018, en el cual se adjudicaron 16 bloques, con ello, contando con un porcentaje de éxito de adjudicación del 46%, este porcentaje bajo de adjudicación está relacionado con el tipo de hidrocarburo esperado en los bloques no adjudicados, que en su mayoría eran de gas húmedo y gas seco, además de que se encontraban en provincias geológicas muy poco exploradas en su porción marina, que son Burgos, Tampico Misantla y Veracruz. La superficie total de estos 16 contratos supera los 11,000 km² y en conjunto las empresas ganadoras de esta Ronda fueron 14 de 10 países diferentes.

Las estimaciones de la SENER consideran que la primera producción en las 16 áreas podría presentarse hacia el año 2022, alcanzando una producción máxima de 264 Mbdpce en el año 2025, mientras que las inversiones proyectadas superan los 8,000 MMUSD a lo largo de la vida útil de los contratos. En la Tabla 10 se presenta un resumen de los principales indicadores de esta Ronda.

*Hc=Hidrocarburo

Tabla 10 Resultado de áreas adjudicadas de la Ronda 3.1

Área	Superficie [km ²]	Hc* Esperado	Recursos Prospectivos [MMbpce]	Inversión estimada [MMUSD]	Participación del Estado [%]	Factor de inversión adicional	Bono a la firma [musd]	Licitante Ganador	País de Origen
5	813.80	Aceite Ligero	36.30	\$451.60	56.27	0	\$0.00	Repsol Exploración México	España
11	391.40	Aceite Ligero	22.70	\$451.60	29.43	0	\$0.00	Premier Oil	Reino Unido
12	811.30	Aceite Ligero	48.00	\$793.40	48.17	0	\$0.00	Repsol Exploración México	España
13	391.90	Aceite Ligero	15.00	\$451.60	34.73	0	\$0.00	Premier Oil	Reino Unido
15	961.70	Aceite Ligero	45.20	\$568.70	27.88	0	\$0.00	Capricorn Energy Limited Citla Energy E&P	Reino Unido México
16	784.80	Aceite Ligero	34.60	\$568.70	24.23	0	\$0.00	PEMEX Exploración y Producción DEA Deutsche Erdoel AG Compañía Española de Petróleo CEPSA	México Alemania España
17	842.40	Aceite Ligero	47.70	\$568.70	35.51	0	\$0.00	PEMEX Exploración y Producción DEA Deutsche Erdoel AG Compañía Española de Petróleo CEPSA	México Alemania España
18	813.30	Aceite Ligero	88.70	\$568.70	40.51	0	\$0.00	PEMEX Exploración y Producción Compañía Española de Petróleo CEPSA	México España
28	807.80	Aceite Ligero	30.80	\$540.60	65.00	1.5	\$59,823.14	ENI México Lukoil International Upstream Holding	Italia Rusia
29	470.60	Aceite Ligero	0.00	\$540.60	65.00	1.5	\$13,075.07	PEMEX Exploración y Producción	México
30	527.90	Aceite Ligero	20.40	\$540.60	65.00	1.5	\$51,147	DEA Deutsche Erdoel AG Premier Oil, Sapura Exploration and Production	Alemania Reino Unido Malasia
31	262.80	Aceite Ligero	51.00	\$473.70	65.00	1	\$0.00	Pan American Energy	Argentina
32	1027.40	Aceite Pesado	64.20	\$473.70	40.49	0	\$0.00	Total E&P México PEMEX Exploración y Producción	Francia México
33	580.90	Aceite Superligero	4.50	\$540.60	50.49	1	\$0.00	Total E&P México PEMEX Exploración y Producción	Francia México
34	734.10	Gas Húmedo	7.80	\$552.60	50.49	1	\$0.00	Total E&P México BP Exploration Mexico Pan American Energy	Francia Reino Unido Argentina
35	798.00	Aceite Extrapesado	13.50	\$540.60	34.86	0	\$0.00	Shell Exploración y Extracción de México PEMEX Exploración y Producción	Paises Bajos México

2.2.3.2 Ronda 3.2

Esta Ronda está integrada por 37 áreas contractuales terrestres ubicadas en las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste bajo la modalidad de contrato de licencia y con duración de 30 años, con posibilidad de hasta 2 plazos adicionales con duración máxima de 5 años cada uno.

La totalidad de las áreas a licitar supera los 9,500 km², mientras que los recursos prospectivos estimados para estas áreas son de 260 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La licitación se presentó el 25 de enero de 2018 en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y se tenía planeado llevar a cabo el acto de apertura y presentación de propuestas el 14 de febrero de 2019. Sin embargo, con la entrada de la nueva administración federal, en diciembre del 2018, la SENER solicitó a la CNH excluir las 37 áreas contractuales que formaban parte del proceso licitatorio, por lo cual, la CNH procedió a realizar la cancelación de esta licitación.

A la fecha de la cancelación existían 15 empresas que habían iniciado con el proceso de precalificación. La Ronda 3.2 fue diseñada con el objetivo de incrementar la producción de gas húmedo en el país, que es la base para la industria petroquímica.

En la Tabla 11 se presentan los datos principales de las áreas que se ofertarían en esta licitación.

Tabla 11 Áreas propuestas en la Ronda 3.2.º

Área	Superficie [km ²]	Cobertura Sísmica 3D [%]	Sísmica 2D [km]	Edades del Play	Litologías principales	Hidrocarburo Esperado
Burgos						
1	233.1	100%	224.5	Eoceno Superior Jackson	Arenisca de grano fino	Gas húmedo
2	521.4	99%	797.5	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino-medio	Gas húmedo
3	271.9	100%	321.5	Oligoceno Inferior Vicksburg	Arenisca de grano fino	Gas húmedo
4	271.5	100%	344.4	Paleoceno Superior y Eoceno Inferior Wilcox	Arenisca de grano grueso	Gas seco
5	155.4	100%	191.4	Eoceno Inferior Wilcox y Eoceno Superior Jackson	Arenisca de grano fino-grueso	Gas húmedo
6	179.2	100%	350.4	Paleoceno Inferior Midway	Grainstone de oolitas	Gas seco
7	458.7	71%	797.6	Oligoceno Medio Frío	Arenisca de grano grueso	Gas húmedo
8	265.0	42%	421.9	Oligoceno Inferior Vicksburg	Areniscas	Gas húmedo
9	478.2	99%	609.2	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino-grueso	Gas húmedo
10	445.7	51%	628.8	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino	Gas húmedo
11	213.0	0%	298.8	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino	Gas húmedo
12	436.4	0%	714.4	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino	Gas húmedo
13	191.7	0%	319.2	Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino	Gas húmedo
14	346.0	21%	475.3	Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino	Gas húmedo
15	221.9	35%	295.1	Oligoceno Medio Frío	Arenisca grano fino	Gas húmedo

º Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

Área	Superficie [km ²]	Cobertura Sísmica 3D [%]	Sísmica 2D [km]	Edades del Play	Litologías principales	Hidrocarburo Esperado
16	184.3	19%	269.2	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frio	Arenisca grano fino	Gas húmedo
17	184.2	54%	169.4	Oligoceno Inferior Vicksburg	Arenisca grano fino	Gas húmedo
18	204.5	46%	412.3	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frio	Arenisca grano fino	Gas húmedo
19	203.7	18%	216.9	Oligoceno Inferior Vicksburg y Oligoceno Medio Frio	Arenisca grano fino	Gas húmedo
20	189.0	92%	175.5	Oligoceno Medio Frio	Arenisca grano fino-grueso	Gas húmedo
21	174.4	84%	168.9	Oligoceno Medio Frio	Arenisca grano fino-grueso	Gas húmedo
Tampico-Misantla						
22	206.0	18%	93.2	Cretácico Medio-Superior	Calizas	Aceite pesado
23	170.5	2%	252.0	Cretácico Medio-Superior	Calizas	Aceite pesado
Veracruz						
24	413.8	12%	237.4	Mioceno Medio	Arenisca grano medio	Gas seco y gas húmedo
25	217.2	95%	301.3	Mioceno Medio	Arenisca grano medio	Gas seco
26	220.4	100%	410.8	Mioceno Superior	Arenisca grano medio	Gas seco
27	229.5	89%	311.1	Eoceno	Arenisca grano medio	Aceite pesado
28	204.5	83%	280.1	Mioceno Superior	Arenisca grano medio	Gas seco
29	278.0	6%	288.2	Albiano-Cenomaniano Orizaba	Arenisca grano medio	Gas seco
30	190.1	100%	162.3	Mioceno Superior	Arenisca grano medio	Gas seco
Cuencas del Sureste						
31	320.7	0%	639.7	Mioceno Temprano	Arenisca grano medio	Gas seco
32	214.0	0%	232.0	Mioceno	Areniscas	Aceite ligero
33	201.3	0%	194.1	Mioceno	Arena grano medio	Aceite ligero
34	229.8	49%	665.7	Plioceno	Arenisca grano medio	Aceite superligero
35	221.6	55%	494.7	Plioceno	Arenisca grano grueso	Gas húmedo y aceite ligero
36	320.3	40%	1330.1	Cretácico Superior	Brechas (Calizas)	Aceite superligero y gas seco
37	46.3	1%	111.9	Mioceno	Areniscas	Aceite pesado

2.2.3.3 Ronda 3.3

Esta licitación incluyó 9 bloques terrestres con recursos convencionales y no convencionales ubicados en la cuenca de Burgos. El modelo de contrato propuesto fue de licencia con duración de 30 años y con una posibilidad de extensión a partir de dos periodos adicionales de hasta 5 años cada uno.

Los 9 bloques incluidos en esta Ronda superan en total los 2,700 km² de superficie, cuentan con recursos prospectivos convencionales de 53 MMbpce y no convencionales del tipo *shale gas/oil* por 1,161 MMbpce. El hidrocarburo esperado en estas áreas es principalmente gas húmedo y gas seco.

Para llevar a cabo esta ronda, Instituciones como la SENER, CNH, ASEA y CONAGUA, dedicaron meses de estudio a las mejores prácticas internacionales en materia de explotación de recursos no convencionales, tomando experiencia de países como Canadá, Estados Unidos y Argentina con la finalidad de llevar a cabo el diseño del marco regulatorio. Las normas para el desarrollo de yacimientos no convencionales en México atienden a la preservación de los mantos acuíferos, la disposición segura de desechos y el cuidado del medio ambiente.

La Ronda se lanzó el 2 de marzo de 2018 en el DOF y al igual que la Ronda 3.2 se tenía planeado llevar a cabo el proceso de presentación y apertura de propuestas el 14 de febrero de 2019. Sin embargo, al igual que la Ronda 3.2 esta Ronda fue cancelada el 11 de diciembre de 2018 por instrucciones de SENER.

En la Tabla 12 se presentan los datos principales de las 9 áreas contenidas en esta Ronda.

Tabla 12 Áreas propuestas en la Ronda 3.3.^P

Área	Superficie [km ²]	Cobertura Sísmica 3D [%]	Sísmica 2D [km]	Edades del Play	Litologías principales	Hidrocarburo Esperado
1	301.7	50%	519.0	Cretácico Superior y Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas húmedo y gas seco
2	297.4	0%	248.7	Cretácico Superior y Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas húmedo y gas seco
3	262.9	0%	348.9	Cretácico Superior y Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas húmedo y gas seco
4	414.9	3%	668.4	Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas seco
5	255.4	0%	1.7	Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas seco
6	274.7	0%	4.0	Cretácico Superior y Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas húmedo y gas seco
7	281.6	0%	188.0	Cretácico Superior y Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas húmedo y gas seco
8	300.1	0%	392.8	Cretácico Superior y Jurásico Superior	Calizas arcillosas	Gas húmedo y gas seco
9	315.5	0%	618.9	Cretácico Superior y Jurásico Superior		

2.2.4 Resultados

Como resultado de las licitaciones realizadas en las 3 Rondas Petroleras hasta el año 2018, se suscribieron contratos para 107 de las 158 áreas ofertadas, con un porcentaje de adjudicación total de 67% y comprometiendo inversiones por 160 mil 912 MMUSD durante la vida de los contratos. De la utilidad promedio que las empresas obtengan, el 74% será para el Estado mexicano.

Entre 2013 y 2018, se estableció un sistema industrial diversificado de hidrocarburos. Por primera vez en más de 70 años, en México ahora coexisten empresas privadas que realizan actividades de exploración y extracción de hidrocarburos con la empresa estatal PEMEX.

A finales de 2018 se contaba con 73 empresas de 20 países y provenientes de los 5 continentes: 35 de ellas son mexicanas. 1 empresa es de África (Egipto), 11 de América del Norte (Estados Unidos y Canadá), 5 de América del Sur (Argentina y Colombia), 7 de Asia (China, Japón, Malasia, Qatar y Tailandia), 13 de Europa (Alemania, España, Francia, Holanda, Italia, Noruega, Reino Unido y Rusia) y 1 de Oceanía (Australia). En la Figura 5 se muestran la distribución de dichas empresas.

^P Elaboración propia con datos de CNH y Rondas México. Referencias 14 y 15.

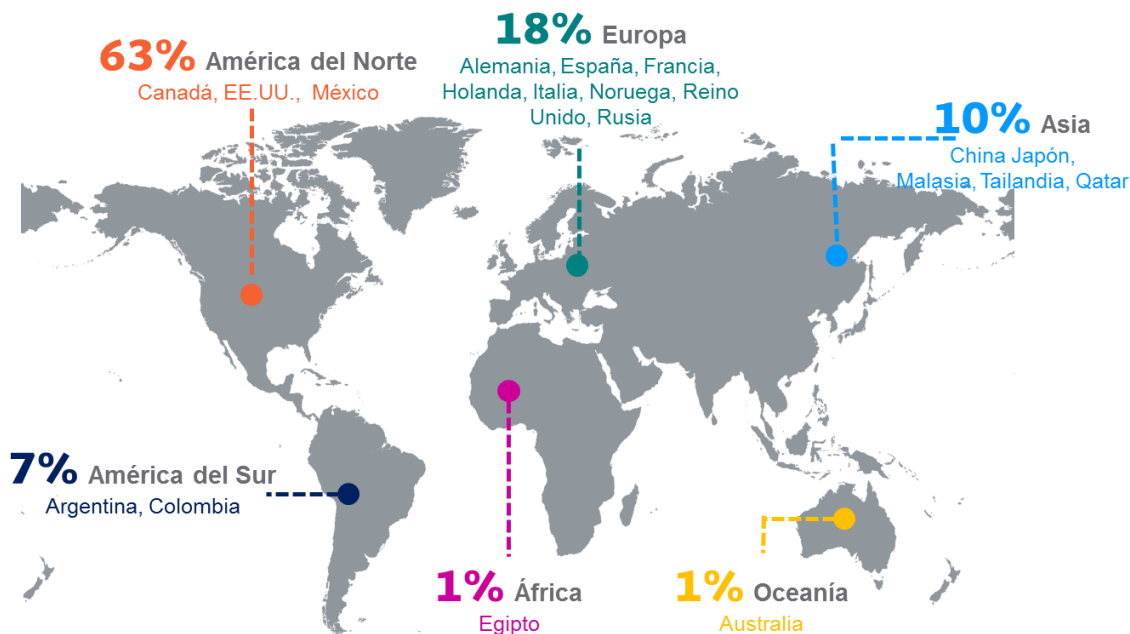


Figura 5. Distribución de empresas ganadoras en las Rondas de licitación.⁹

Además, con las tres rondas las empresas ganadoras comprometieron la perforación de 136 pozos exploratorios y delimitadores de los cuales se han perforado 20 pozos de octubre de 2016 a diciembre de 2018.[†]

Los 116 pozos restantes, obedeciendo a los tiempos marcados en los contratos para realizar los planes de exploración y desarrollo, se perforarán del año 2019 al 2026.

La Ronda 1.3 en áreas terrestres, destaca por ser en la cual se comprometieron más pozos. En la Figura 6 se muestran los pozos comprometidos de cada una de las Rondas licitatorias.

⁹ Elaboración propia con datos de CNH, Referencia 16.

[†] Se presenta información al 2018 debido a la falta de información pública de 2019.

Pozos petroleros comprometidos con las Rondas Licitatorias

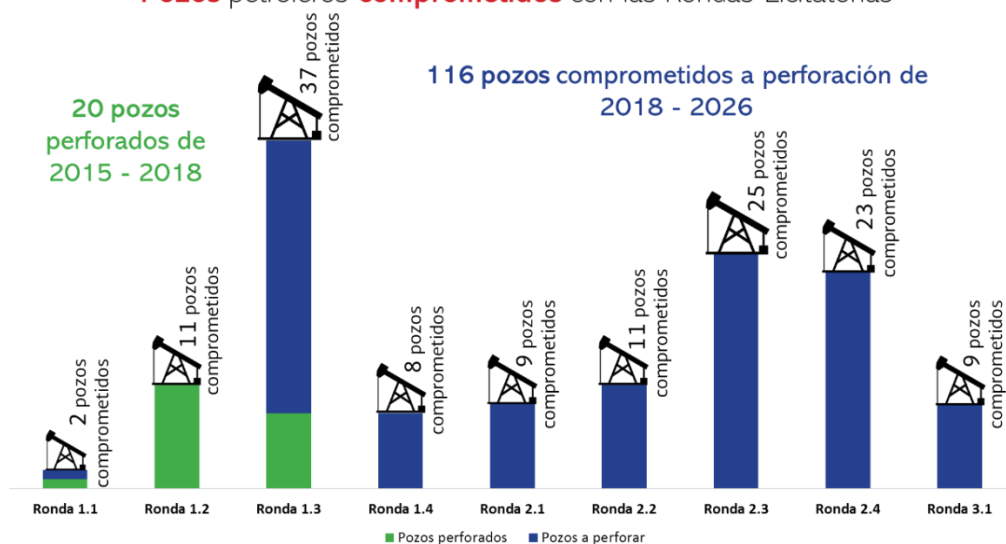


Figura 6. Pozos comprometidos en las Rondas de licitación.⁵

Otro resultado alcanzado con la Reforma Energética fue que el Golfo de México se convirtió en la porción marina más estudiada entre los años 2015 y 2016 debido a la sismica que se ha realizado. A través de Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial que otorga la CNH a empresas interesadas, a enero de 2019 se han autorizado 76 proyectos a 21 compañías, las cuales incluyen adquisición y reprocesamiento de datos sísmicos 3D y 2D. Con estos proyectos se han llevado a cabo inversiones por encima de los 2,000 MMUSD. En la Figura 7 se observa la sismica que se ha desarrollado en el Golfo de México y en algunas zonas terrestres de México.

⁵ Elaboración propia con datos de contratos de CNH, Referencia 17.

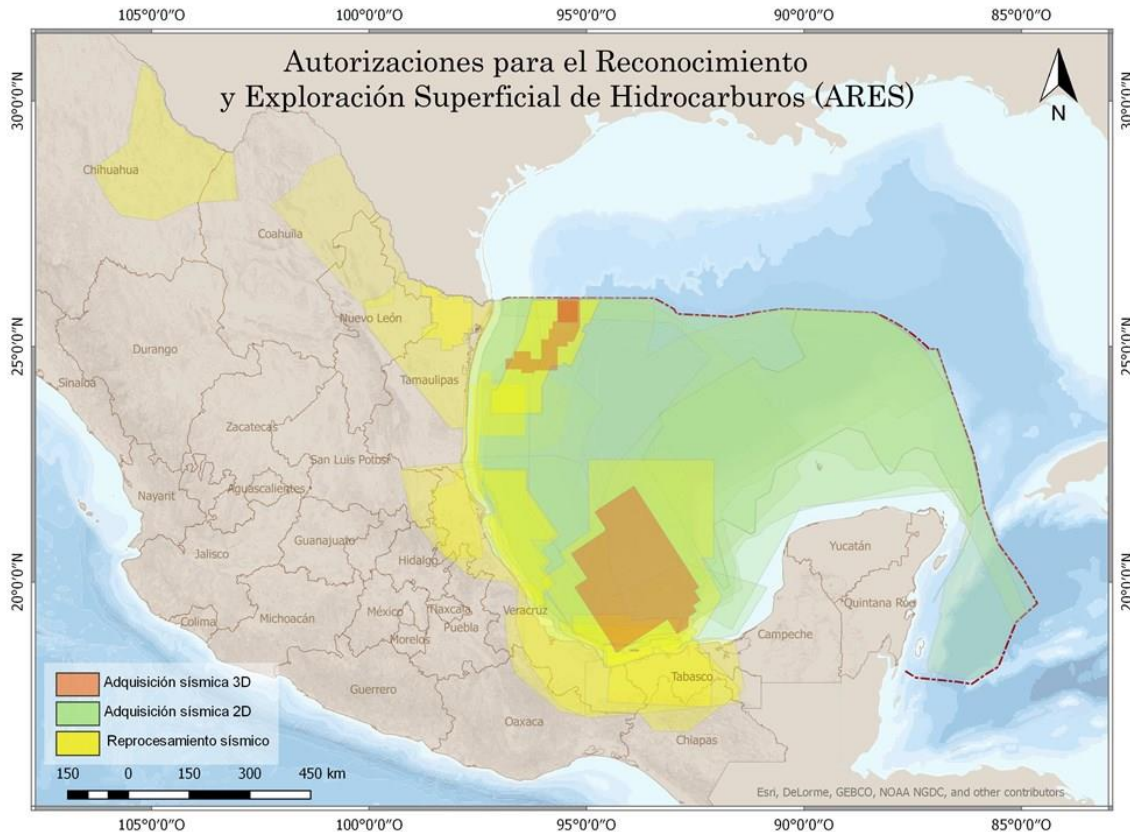


Figura 7. Sísmica Realizada a través de ARES.^t

Además de los resultados anteriores, se han realizado por parte de las empresas ganadoras una serie de descubrimientos de gran importancia para las reservas nacionales que se mencionan a continuación.

1. Amoca, Mitzón y Tecoalli

El primer descubrimiento fue realizado en el área 1 de la ronda 1.2 en aguas someras, este bloque se encuentra ubicado frente a las costas de Tabasco. Esta área fue adjudicada a la empresa italiana ENI e incluye 3 campos, Amoca, Mitzón y Tecoalli.

La compañía como parte del plan de exploración perforó 4 pozos exploratorios: Amoca-2, Amoca- 3DEL, Mitzón-2DEL y Tecoalli-2DEL.

En junio de 2017, ENI informó un descubrimiento en el pozo exploratorio Amoca-2. Sus análisis mostraron que el área contaba con más reservas de lo que se estimó originalmente. La profundidad de la perforación fue de 3,500 m, con este pozo se confirmó la presencia de crudo pesado (18° API) en aguas someras.

^t CNH(2019). Referencia 18.

En julio de 2017, ENI anunció la perforación con éxito del pozo Amoca-3. El pozo tuvo una profundidad total de 4,330 m, y se encontró una columna impregnada de hidrocarburo de hasta 410 m de petróleo crudo de buena calidad (entre 25 y 27° API). Con lo anterior, la compañía operadora ENI estimó un volumen de 1,000 MMbpce en el campo Amoca.

En agosto de 2017, se perforó el pozo Miztón-2. El pozo perforado tuvo una profundidad total de 3,430 m, y se encontró una formación impregnada de aceite de hasta 185 m de espesor, con petróleo crudo de buena calidad (entre 28 y 30° API) con lo que el recurso estimado en el Área Contractual aumentó a 1,400 MMbpce.

Por último, en diciembre de 2017 se perforó el pozo Tecoalli-2 que tuvo una profundidad total de 4,420 m. Se encontró una columna de hasta 40 m de petróleo crudo de buena calidad (30° API). Con este pozo la estimación de hidrocarburo en sitio aumentó a 2,000 millones de barriles, de los cuales alrededor del 90% es petróleo y el resto corresponde a gas asociado.

ENI revaluó el volumen original en 739 MMbpce y reportó 108 MMbpce de reservas 1P. Por lo que añadió al área 60 MMbpce de reservas 1P, equivalentes al 0.7% de reservas 1P en México al 1 de enero de 2018 (8,484 MMbpce).

En cuanto al seguimiento del plan de evaluación y desarrollo de estos campos se tiene lo siguiente:

- En octubre de 2017, la CNH aprobó un periodo adicional de evaluación de 1 año que concluyó el 30 de noviembre de 2018.
- En diciembre de 2017 se presentó el Plan de Desarrollo asociado al área con un valor de 7,496 MMUSD el cual fue aprobado por la CNH el 1 de agosto de 2018. La inversión para este bloque es de 7,496 MMUSD a lo largo de la vida del contrato.
- La empresa italiana estima un pico de producción de 90,000 barriles diarios en los tres campos, durante el primer trimestre del 2024 y una producción total de 45.8 MMb de aceite y 221,600 MMpc de gas.

2.Zama

Otro importante descubrimiento fue el realizado en el área 7 de la ronda 1.1 en aguas someras, ubicado también frente a las costas de Tabasco en aguas someras del Golfo de México en la Cuenca del Sureste, porción marina correspondiente a la provincia geológica Salina del Istmo.

Dicha área fue adjudicada al consorcio de Talos Energy, Premier Oil y Sierra Oil a través de un contrato de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, como parte de la Primera Licitación de la Ronda 1.

En julio de 2017, el consorcio, dio a conocer que en el pozo exploratorio Zama-1 encontró petróleo en areniscas de la edad Mioceno Superior. El descubrimiento permitió al operador estimar la existencia de hidrocarburos en sitio de entre 1,500 y 2,000 millones de petróleo crudo equivalente. El volumen equivale al 8% las reservas 3P en México al 1 de enero de 2018 (25,467 MMbpce).

Zama-1 es el primer pozo exploratorio de sondeo estratigráfico perforado en México por una empresa privada y en 2017 fue uno de los 20 descubrimientos más grandes del mundo en aguas someras en los últimos 20 años. El pozo tiene un tirante de agua de 166 m, con trayectoria vertical y una profundidad total de 4,100 m debajo del nivel medio del mar.

Con el pozo se encontraron hasta 335 m de roca impregnada de petróleo crudo de entre 28 y 30° API, además de gas asociado.

Zama es el primer caso de un Acuerdo Preliminar de Unificación (APU) entre el consorcio y PEMEX, por considerar que existe un posible yacimiento compartido entre el área contractual y la asignación AE-0005-2M-Amoca-Yaxche-03

El consorcio y PEMEX solicitaron a la SENER la autorización para celebrar el APU. El 6 de septiembre de 2018, la SENER autorizó la celebración del APU con una vigencia de hasta por 2 años, al verificar que contenía los elementos mínimos previstos por los lineamientos y que resultaba técnicamente viable.

Una vez aprobado el APU, las partes trabajan conjuntamente para determinar la existencia de un yacimiento compartido y evaluar la posibilidad de llevar a cabo actividades de desarrollo y producción de manera unificada.

En conjunto, la regalía básica (63%), los impuestos por actividades de exploración y producción y el impuesto sobre la renta implican que el Estado Mexicano recibirá el 83% de la participación de las ganancias del proyecto.

3.Hokchi

La CNH adjudicó a Hokchi Energy, un consorcio conformado por Pan American Energy y E&P Hidrocarburos y Servicios, el Área Contractual 2 de la R1.2, que incluye el campo Hokchi, en aguas someras del Golfo de México frente a las costas de Tabasco.

Anteriormente PEMEX no acreditó ante la CNH las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para desarrollar este campo. Existe infraestructura cercana de conexión a tierra, pero se requiere de mayor infraestructura para una operación óptima. Según datos de CNH y SENER, Hokchi Energy cuenta con la tecnología, los conocimientos y el capital necesario para la correcta explotación del campo.

Hokchi Energy perforó 5 pozos en el área entre 2016 y 2017 en un tirante de agua de aproximadamente 28 metros, con los que la compañía estimó 430 MMbpce en sitio y añadió 107 MMbpce de reservas 1P adicionales al área.

El campo Hokchi constituye un volumen original de 454 MMbpce y reservas 1P de 21 a 129 MMbpce. Los recursos encontrados corresponden a aceite de 29.4° API.

La compañía Hokchi Energy realizó la primera declaración comercial y obtuvo la aprobación del primer plan de desarrollo costa afuera con valor de 2,500 millones de dólares de inversión.

En conjunto, la regalía base (70%), los impuestos por actividades de exploración y producción y el impuesto sobre la renta implican que el Estado Mexicano recibirá el 82% de la participación de las ganancias del proyecto.

4. Ichalkil-Pokoch

El más reciente descubrimiento de la Ronda 1 fue anunciado el 29 de enero de 2019, y corresponde al área contractual 4 de la licitación 2, la cual se encuentra ubicada en aguas someras en las costas de Tabasco y Campeche. Esta área fue adjudicada al consorcio entre Fieldwood Energy y Petrobal a través de un Contrato de Producción Compartida e incluye dos campos: Ichalkil y Pokoch.

El 28 de julio de 2017 terminó de perforarse el primer pozo de aceite ligero, Ichalkil-2DEL, con una profundidad de 5,747 m, el cual resultó productor.

El 22 de octubre de 2017 terminó de perforarse un segundo pozo productor de aceite ligero en el área: Pokoch-1DEL, con una profundidad de 5,148m.

El 29 de enero de 2019 la CNH aprobó el plan de desarrollo para el área, el cual implicará inversiones de 455 MMUSD. Por estimaciones de la CNH se calcula que el contrato implicará inversiones cercanas a 7,500 MMUSD a lo largo de toda su vida productiva.

Como resultado del periodo de evaluación, la compañía estimó un volumen recuperable de hidrocarburos de 455 MMb de petróleo y 567,000 MMpc de gas. Lo anterior, comparado con las estimaciones iniciales del área, representan un incremento de 7 veces el volumen estimado, ya que antes se tenían 68 MMb de petróleo.

Cabe destacar que este campo está considerado como el 5° con mayores reservas 2P del país, sólo por detrás de los grandes campos de PEMEX, Akal, Maloob, Ayatsil y Zaap según datos presentados por la CNH.

El consorcio estima el inicio de producción en el año 2020 con una producción de más de 100 Mbd.

2.3 Asociaciones estratégicas con Petróleos Mexicanos (farmouts)

Además de las Rondas Petroleras, la Reforma Energética promovió un mecanismo que permite a PEMEX asociarse con otras empresas para compartir riesgos financieros y geológicos, conocimientos, capital, tecnología de punta y recursos humanos, a fin de aprovechar mejor los recursos que le fueron asignados por el Estado durante la Ronda Cero. Este mecanismo es conocido en México como asociaciones estratégicas o *farmouts*, los cuales corresponden a procesos abiertos y competitivos realizados a través de licitaciones públicas, pero a nivel internacional se conocen como *Joint Ventures*, siendo la unión de empresas a su conveniencia. A la fecha se han llevado a cabo 6 procesos, de los cuales 3 han logrado concretarse. La Figura 8 muestra los procesos de *farmouts* que se han llevado a cabo con éxito.

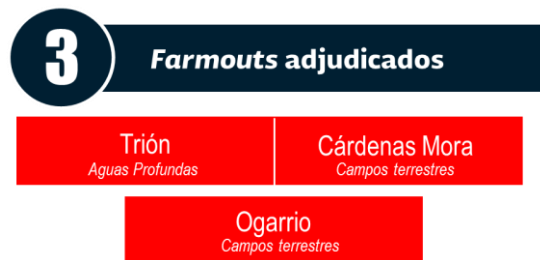


Figura 8. Procesos de farmouts adjudicados.^u

Las 3 asociaciones concretadas corresponden a los bloques: Trión en aguas profundas, Ogarrio y Cárdenas-Mora en la parte terrestre del país. Estos 3 *farmouts* representan inversiones totales de 7,796 millones de dólares; equivalentes al 70% de la inversión de PEMEX estimada de capital en 2018.

Trión fue la primera de las asociaciones en llevarse a cabo, PEMEX firmó el contrato con la empresa ganadora de la licitación, BHP Billiton proveniente de Australia, en marzo de 2017. El bloque Trión se encuentra ubicado en aguas profundas a un tirante de 2090 a 2570 m. Tiene una superficie de 1,285 km² y el hidrocarburo que se espera de este descubrimiento es aceite ligero con gas asociado en una litología de arenisca de grano fino a medio y carbonatos. Con esta asociación, según estimaciones de la SENER, se espera una inversión de 7,574 MMUSD.

El 4 de octubre de 2017 se llevó a cabo el acto de presentación y apertura de propuestas de la segunda convocatoria de asociaciones estratégicas para las áreas Ayin-Batsil, Ogarrio y Cárdenas-Mora.

El área de Ayin-Batsil se sitúa en aguas someras en la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Tiene una extensión de 1,091 km² y el hidrocarburo principal es aceite pesado, aunque también se tiene presencia de aceite mediano y gas seco. El área tiene 5 campos asociados que en conjunto suman reservas 3P de 297.2 MMbpce y se estiman recursos prospectivos ajustados por riesgo de 80 MMbpce. A pesar de que previo a la licitación se encontraban 6 licitantes precalificados de manera individual y 4 agrupados, la licitación se declaró desierta tras no haber participación de licitantes.

Por su parte, el bloque Ogarrio fue asignado a la empresa Alemana DEA (Deutsche Erdoel Ag) con un pago inicial de 190 millones de dólares, una regalía adicional del 13% y un pago en efectivo por 213.9 millones de dólares. El contrato con esta compañía alemana fue firmado en marzo de 2018. El área Ogarrio es terrestre y se ubica en el estado de Tabasco dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, cuenta con una superficie de 155.9 km² y el hidrocarburo principal es aceite ligero. La litología es areniscas provenientes de un ambiente de depósito de abanicos submarinos, con un hidrocarburo de 38° API. Sus mecanismos de empuje principal y secundario son hidráulico y expansión roca-fluidos, respectivamente, y

^u Elaboración propia.

cuenta con reservas 3P de 54 MMbpce. La inversión estimada para esta área asciende a 95.2 MMUSD.

El bloque Nobilis-Maximino fue presentado el 11 de septiembre de 2017 a licitación, sin embargo, ésta fue cancelada debido a que en la fecha límite, ningún interesado solicitó cita para presentar documentos de precalificación. Este bloque se encuentra ubicado en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) en aguas territoriales del golfo de México, frente al litoral del estado de Tamaulipas, en tirantes de agua que varían de 2,760 a 3,380 m.

El último mecanismo de *farmouts* en presentarse lleva por nombre Asociaciones 2018. Tuvo como objetivo poner en licitación 7 áreas que se ubican entre los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas. El conjunto cubre una superficie total de aproximadamente 4,580.8 Km² y cuenta con un volumen de reservas 3P de aproximadamente 405.1 MMbpce.

Las 7 áreas son terrestres y en la Tabla 13 se presenta la información detallada de éstas.

Tabla 13. Farmouts a licitar con PEMEX.^v

Área	Superficie [km ²]	Estado	Tipo de fluido	°API	Mecanismo de empuje principal	Litologías principales	Reservas 3P [MMbpce]	Recursos prospectivos [MMbpce]
Artesa	893.13	Chiapas y Tabasco	Aceite ligero	25-35	Hidráulico	Calizas y areniscas	23.2	147.5
Bedel-Gasífero	1168	Veracruz	Aceite ligero y gas seco	29	Expansión de gas disuelto	Areniscas	118.6	133.8
Baca-Nelash	161	Tabasco y Veracruz	Aceite ligero	30-40	Expansión roca-fluidos	Areniscas	21	-
Cinco Presidentes	167.1	Tabasco	Aceite y gas húmedo	29.4-33.6	Expansión roca-fluidos	Areniscas	41	-
Girdaldas-Sunuapa	1726.4	Chiapas y Tabasco	Aceite, gas y condensado	31-54	Expansión roca-fluidos	Calizas	83.6	210.68
Juspí-Teotleco	449	Chiapas y Tabasco	Aceite volátil, gas y condensado	40-50	Expansión roca-fluidos	Areniscas y calizas	113.9	143.9
Lacamango	16.26	Veracruz	Aceite y gas	27.5	Expansión roca-fluidos	Areniscas y lutitas (Mioceno)	3.8	-

A enero de 2019 se contaba con 11 empresas que habían iniciado el proceso de precalificación. El acto de apertura y presentación de propuestas se tenía previsto para llevarse a cabo el 09 de octubre del 2019, sin embargo el 13 de junio del mismo año el Órgano de Gobierno de la CNH aprobó la cancelación de la licitación.

^v Elaboración propia con datos de CNH, Rondas México y SENER. Referencias 14 y 15.

2.4 Acciones en materia de gas natural

Con la implementación de la Reforma Energética se impulsa la expansión de infraestructura para el transporte de gas natural, a fin de garantizar el suministro de gas a los principales centros de consumo del país, ya que la producción de este hidrocarburo ha declinado en los últimos años.

El gas natural es conocido mundialmente por ser el combustible más limpio para la generación de electricidad, ya que se trata de un combustible fósil 60% menos contaminante que el carbón. Además, su uso puede proponerse como combustible de transición hacia las energías limpias. Dentro de los principales objetivos de la Reforma, se encontraba incrementar la producción de este combustible y realizar una expansión de los gasoductos con la finalidad de garantizar el suministro a todo el país mediante importaciones del país vecino, Estados Unidos y a través de la producción de privados y PEMEX incluyendo la explotación de recursos no convencionales como principal estrategia para este fluido en un largo plazo.

Dentro de las acciones que se realizan con la implementación de la reforma en materia de gas natural, se encuentran las siguientes:

2.4.1 Rondas de licitación

De las 107 áreas contractuales asignadas en las Rondas de Licitación (cuatro licitaciones de la Ronda 1, cuatro de la Ronda 2 y una de la Ronda 3), al menos 30 tienen como hidrocarburo principal gas natural, es decir, casi el 30% de las áreas adjudicadas producirán gas natural en un mediano plazo.

Las 77 áreas restantes tienen como hidrocarburo principal aceite pueden contener proporciones distintas de gas asociado que también puede ser aprovechado.

De contar con éxito exploratorio, los 30 bloques que tienen primordialmente gas natural atraerán inversiones, según estimaciones de la SENER por más de 25 mil millones de dólares a lo largo de la vida de los contratos y para 2030 se pronostica una producción de 2,296 MMpcd de gas natural debido a la producción de estos 30 bloques, lo que equivale a incrementar en un 50% la producción nacional que se tuvo en 2018 (4,820 MMpcd).

2.4.2 Ampliación de la Red Nacional de Gasoductos

La Reforma Energética trajo la posibilidad de inversiones del sector privado en toda la cadena de valor de los hidrocarburos. Referente al del gas natural, las inversiones más notorias son las que se presentaron en relación a los gasoductos.

Para llevar a cabo la expansión de gasoductos de una manera estructurada, se puso en marcha el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, elaborado por el CENAGAS, con opinión técnica de la CRE. Este plan

tiene la finalidad de realizar una proyección de manera indicativa de los proyectos que se construirán durante 5 años.

El Plan Quinquenal contiene proyectos considerados como estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del sistema, ya sea por su capacidad, acceso a nuevas rutas o a la redundancia que aporten a la red nacional de transporte. Asimismo, incluye proyectos denominados gasoductos de cobertura social, los cuales permitirán llevar el hidrocarburo a regiones menos favorecidas del país donde no había sido económicamente viable llevar el gas natural. Con esto se busca detonar la generación de industrias que generen empleo y propicien el bienestar económico y social.

A fin de llevar a cabo la elaboración de dicho plan, el CENAGAS se basa en proyecciones de oferta y demanda, con la que busca disminuir el riesgo de que el suministro se interrumpa y predecir los niveles de consumo y abastecimiento a través de datos históricos.

La primera versión del plan fue publicada en julio de 2015 y ha sido revisado en tres ocasiones, de forma anual. En cada una de sus revisiones se toman decisiones basadas en condiciones técnicas y económicas para añadir un proyecto o eliminar alguno ya existente.

A diciembre de 2018, se habían concluido 17 nuevos gasoductos, añadiendo un total de 4,639 km. Lo anterior representa un incremento de casi el 41% respecto al inicio de la administración de Peña Nieto, cuando se contaba con poco más de 11,000 km de gasoductos en la Red Nacional.

Para el 2019 se espera que el incremento total sea de 7,521 km, derivado de proyectos que se tienen en el Plan Quinquenal, con lo que la red alcanzaría una longitud de 18,800 km y una cobertura de 26 estados, siendo esta la mayor expansión de la Red Nacional de Gasoductos en la historia del país.

La construcción de los 17 gasoductos antes mencionados, han significado inversiones cercanas a los 12,000 MMUSD. En la Figura 9 se muestran los gasoductos que se tenían antes del 2012, los que se construyeron entre 2013 y 2016, así como los que se encuentran en proceso de construcción y en proyecto.



Figura 9. Red Nacional de Gasoductos.^w

2.5 Acciones en materia de Petrolíferos

En el caso de los petrolíferos, la Reforma Energética trajo consigo dos grandes ejes de acción: (i) la liberación del precio de los combustibles y (ii) la política pública de almacenamiento de petrolíferos.

La primera acción realizada en cuanto combustibles fue la aprobación de la ley cuyo objetivo es que las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles líquidos estén abiertas a la industria privada, para posteriormente realizar una transición hacia la liberación total del precio. En el año 2016 se permitió la llegada de nuevas marcas al país con lo que PEMEX dejó de ser el único con permiso de expendio de combustibles.

Para lograr la completa creación del mercado de combustibles, se tuvieron que establecer y diseñar diferentes procesos, como permisos necesarios para la comercialización y transporte, monitoreo de precios de combustibles, permisos de importación, etc., dentro de los cuales participan entidades como lo son la CRE y la SENER.

^wPedro Joaquín Coldwell 2018, CAS Secretaría de Energía.

Derivado de lo anterior, hasta diciembre de 2018 se contaba con más de 50 nuevas marcas de gasolineras en México con un total de 3,278 estaciones de servicio con una marca diferente a PEMEX, lo que representa un 24% de las gasolineras TOTALES del país. En la Figura 10 se ilustran algunas de las marcas de gasolineras que cuentan con participación en el mercado mexicano.



Figura 10. Marcas de gasolineras en el Mercado.*

Para garantizar la seguridad energética de México, en el año 2017 la SENER lanzó la Política Pública para el Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos. Dicha Política tiene como objetivo crear reservas estratégicas de gasolina, diésel y turbosina, que permitan reforzar el suministro de combustibles a la población en situaciones de emergencia, y realizar la construcción de infraestructura de almacenamiento de petrolíferos.

Actualmente, el nivel promedio de inventarios de combustible equivale a una autonomía de 4.5 días de suministro. La Política Pública establece una regionalización en el país para determinar a cuanto ascenderán los mínimos inventarios en cada región para los años 2020, 2022 y 2025, tal como lo indica la Tabla 14. En la Figura 11, se puede apreciar a detalle la distribución de las zonas en la república y la manera en que se pretende establecer la infraestructura de almacenamiento y transporte a lo largo del país según la Política Pública.

* Pedro Joaquín Coldwell 2018, CAS Secretaría de Energía.

Tabla 14. Inventarios mínimos de petrolíferos por región.^y

Región	Inventario mínimo [días de venta promedio]		
	2020	2022	2025
Noroeste, Norte, Noreste	5	8	10-11
Centro, Occidente	5	8	12-13
Sur, Golfo, Sureste	5	8-9	10-13

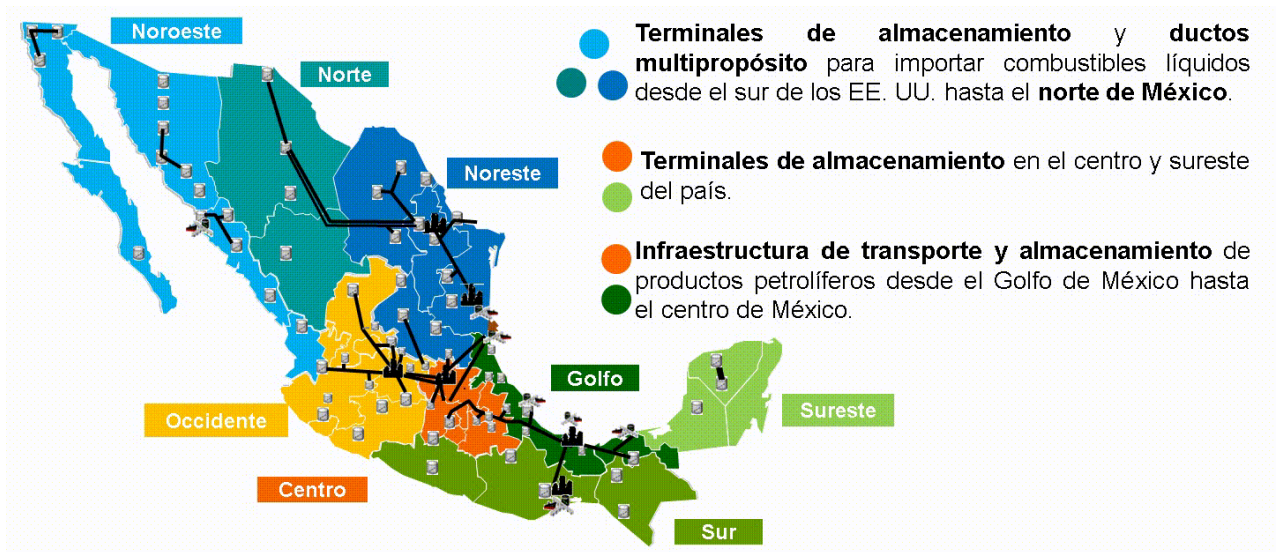


Figura 11. Distribución de las zonas según la Política Pública.^z

La obligación de mantener los inventarios mínimos antes mencionados es aplicable a los comercializadores y distribuidores que vendan a gasolineras o usuarios finales.

Derivado de la política pública anterior y del nuevo mercado de combustibles que se creó en el país, a enero de 2019 se contaba con 68 proyectos de almacenamiento de petrolíferos anunciados, con una capacidad nominal total de 45 millones de barriles y una inversión total estimada de 4,550 MMUSD. En la Figura 12 se muestra un mapa en el que se ilustran los principales proyectos de almacenamiento por estado de la República, así como la capacidad que tendrá cada uno de éstos.

^y Elaboración propia con datos de la política pública de almacenamiento mínimo. Referencia 19.

^z Ibidem

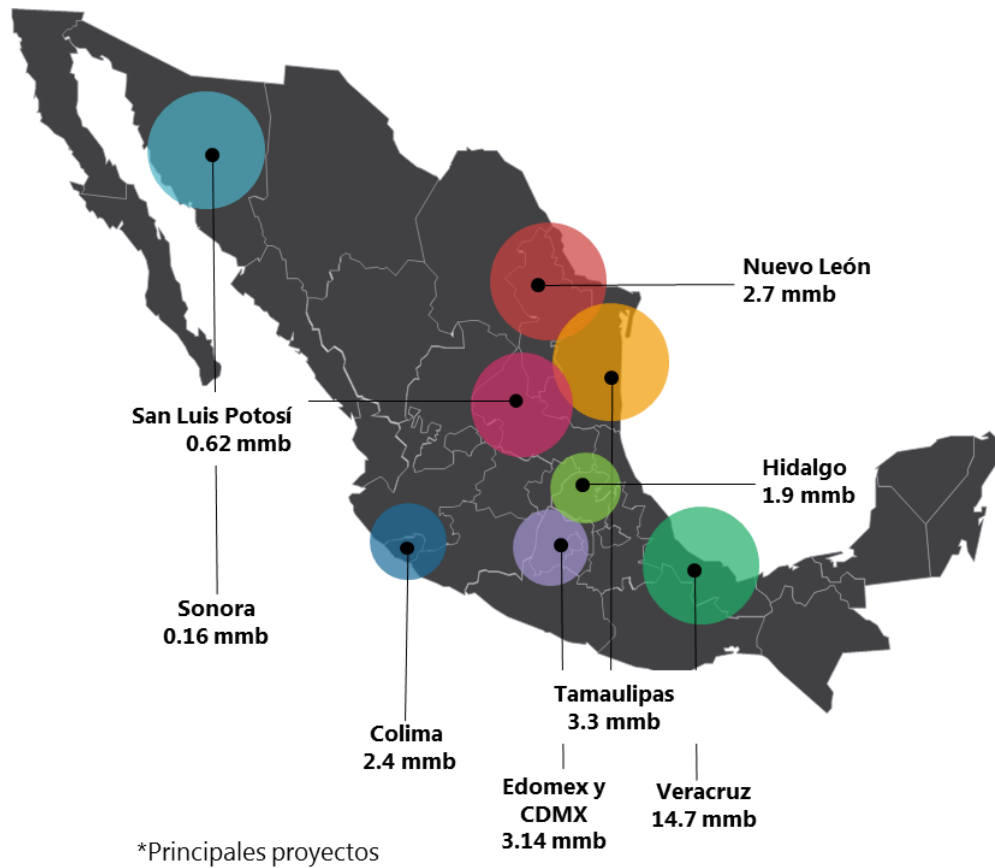


Figura 12. Principales proyectos de almacenamiento de petrolíferos.^{aa}

^{aa} Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

3. Recopilación de indicadores petroleros nacionales e internacionales antes y después de la Reforma Energética

En este capítulo se muestra una recopilación histórica de indicadores petroleros nacionales tales como reservas, producción de crudo y gas, importaciones y exportaciones del sector, actividades de exploración, inversiones realizadas, ingresos para el Estado, entre otros, para el periodo del año 1998 al año 2018, con el objetivo de presentar un análisis de éstos en el capítulo IV y determinar el motivo de la caída de cada uno de ellos.

El capítulo se divide por sectores: iniciando con el *upstream*, posteriormente el *downstream* para concluir con los indicadores relacionados a la balanza petrolera en materia nacional, se incluyen indicadores internacionales como son la producción de crudo, precios de los principales crudos marcadores, entre otros.

3.1 Indicadores petroleros nacionales

3.1.1 Indicadores petroleros en *upstream*

Esta parte de la cadena de valor de la industria petrolera es de suma importancia, ya que de ella se deriva todo lo subsecuente. Al tratarse del sector de exploración y producción en ella se encuentran las mayores inversiones, así como los indicadores más importantes como son reservas, producción y precio del crudo.

Actualmente México ocupa el lugar 11 en el ranking de economías productoras a nivel internacional, según el informe estadístico 2019 de BP. En 2004 el país alcanzó su pico histórico de producción con 3.4 MMbd, la cual representó el 3% del total mundial y colocó a México como la sexta nación con mayores volúmenes de extracción en el planeta.

En cuanto a precios de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) el pico máximo que ha presentado es en el año 2012, con un precio de 102 usd/b. Entre los años 2014 y 2015, se presentó una gran caída del precio del petróleo a nivel mundial, que afectó de sobremanera a la MME, considerada como la mayor caída del precio del crudo del siglo. De un precio promedio anual de 85.5 dólares por barril en el 2014 cayó a 43.1 dólares por barril en el 2015 lo que significó un decremento del 49.6%.

A continuación, se presentan gráficas de los indicadores más relevantes en este sector con su correspondiente interpretación:

3.1.1.1 Reservas

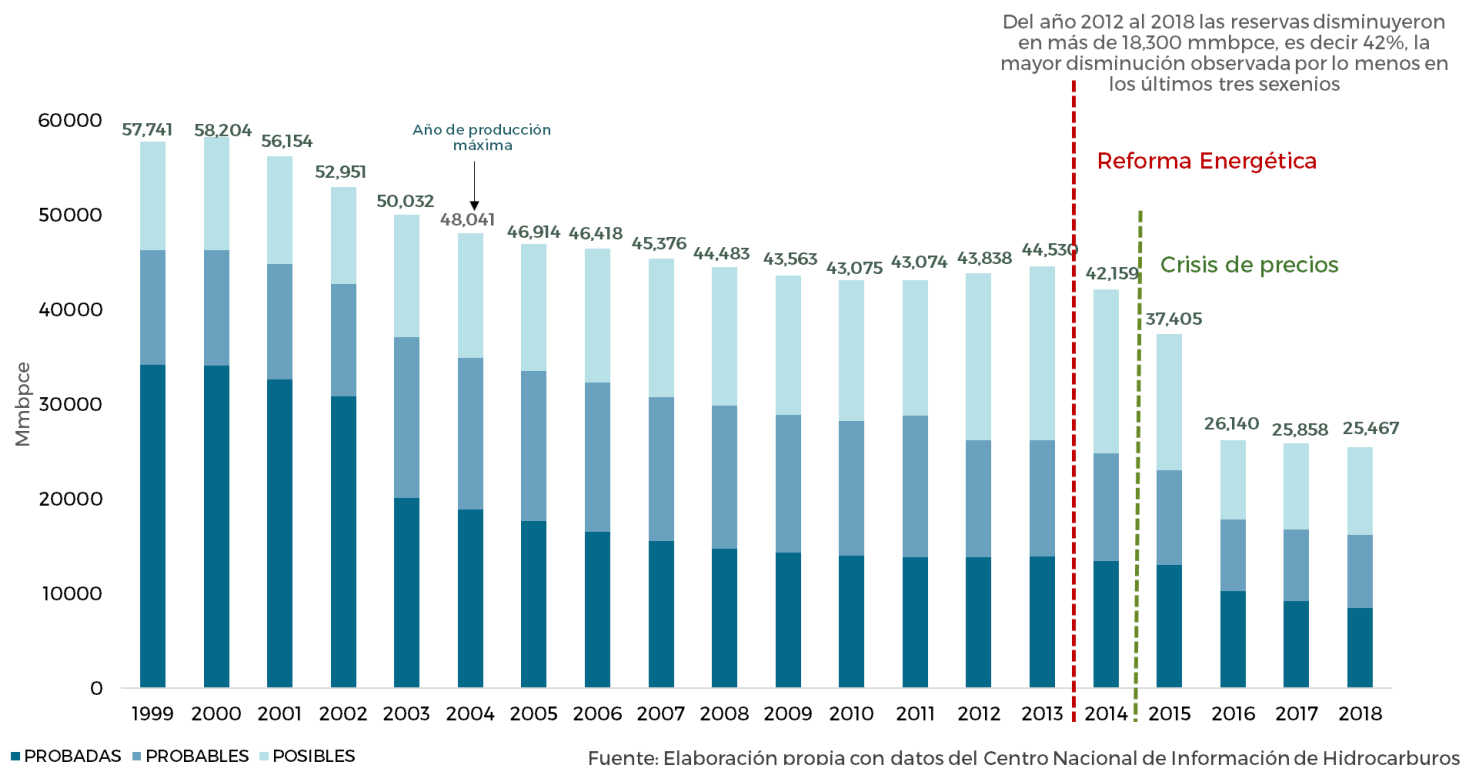


Figura 13. Reservas de Hidrocarburos.²⁰

El histórico del volumen de reservas del año 1999 al 2018 se muestra en la Figura 13, donde se observa que este volumen ha ido a la baja, siendo el año con mayor volumen observado el 2000.

Destaca que la mayor caída de las reservas se observó en el periodo del 2015 al 2016, justo después de la crisis de precios, por lo que se pueden suponer dos causas; la primera es la reducción del presupuesto exploratorio, lo que no permitió incorporar reservas en el corto plazo, y la segunda relacionada a una disminución de los volúmenes comerciales de hidrocarburos que se reflejan en las reservas, afectando el volumen de una parte de ellas y convirtiéndolas en recursos contingentes.

La disminución de los volúmenes comerciales se presenta la Figura 14 en la cual se observa el comportamiento de las reservas de PEMEX PEP del año 2015 al 2016. En esta imagen se aprecian cinco rubros en los que se realizaron cambios en las reservas y que corresponden a lo siguiente:

- **Adiciones:** Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

- **Revisiones:** Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se considera nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.
- **Desarrollos:** Actividad que incrementa o reduce reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.
- **Producción:** Corresponde a la producción acumulada del año.
- **No asignados:** Se trata del concepto de campos no asignados por la SENER a PEMEX en la Ronda Cero, es decir la pérdida de reservas de PEMEX, más no del país.

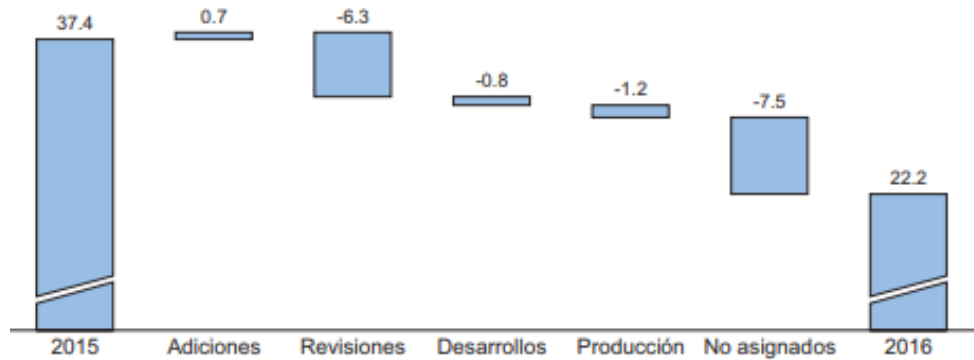
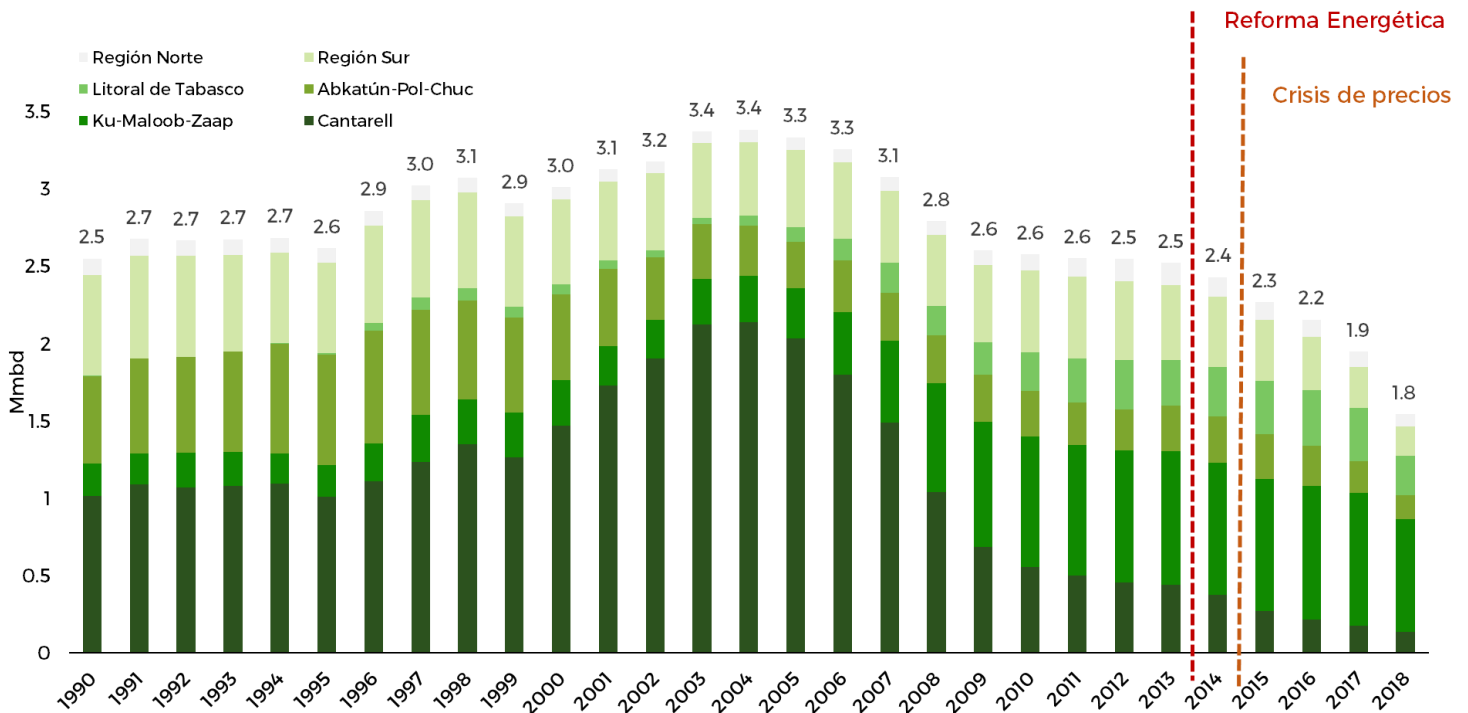


Figura 14. Cambios en las reservas totales (MMbpce).²¹

Como se mencionó anteriormente, el rubro que incluye el cambio de reservas a recursos contingentes ocasionado por la baja de precios es el de revisiones, el cual presentó un decremento de 6.3 Mmbpce. Es importante mencionar que las reservas observadas en la Figura 13 corresponden únicamente a las reservas de la petrolera estatal, y no a las reservas de todo el país, ya que a partir de ese año comenzó la implementación de la Reforma y con ello se retiraron 7.5 Mmbpce a PEMEX.

3.1.1.2 Producción de aceite y gas



Fuente: Elaboración propia con datos de la base de datos institucional de PEMEX

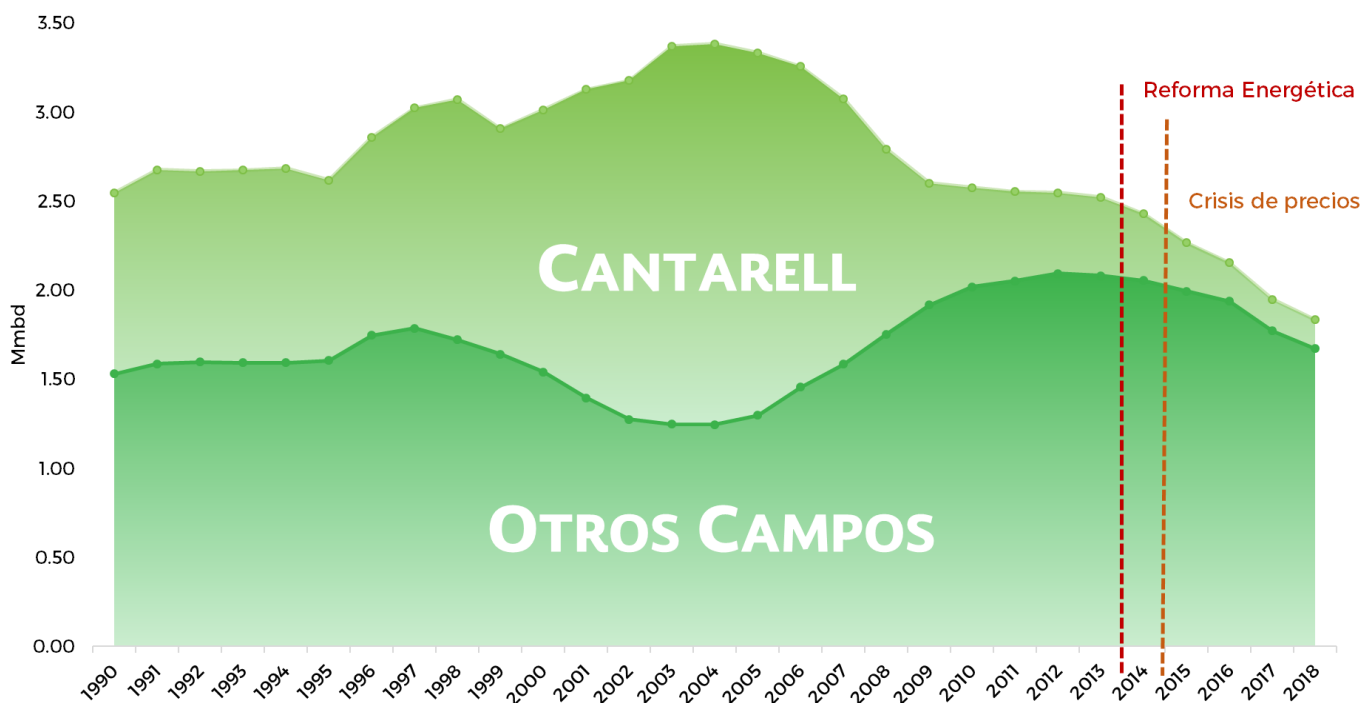
Figura 15. Producción de aceite crudo por región y campo.¹²

En la Figura 15 se observa la producción de aceite diaria promedio anual por región, dentro de las cuales se encuentran: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Abkatun-Pol-Chuc y litoral de Tabasco, reconocidos por pertenecer a la región Marina, tanto Noreste como Suroeste y por tener los campos con mayor producción de crudo en México.

Como se puede apreciar en la Figura 15 el 2004 es el año con la producción pico de aceite alcanzándose una producción de 3.4 MMbd, de la cual el mega yacimiento Cantarell representó el 63.2%, siendo el año en el que mayor producción que tuvo el yacimiento (2.14 MMbd).

El comportamiento que más destaca en la gráfica es el asociado con el mega yacimiento Cantarell, ya que existe una tendencia inversa en la producción de los demás campos nacionales versus Cantarell, es decir, entre más produce el mega yacimiento menos producen los otros campos y entre menos produce Cantarell más producen los otros campos. Para

ilustrar lo anterior se presenta la Figura 16 en la que se observa la producción nacional de todos los campos por separado de la producción de Cantarell.



Fuente: Elaboración propia con datos de la base de datos institucional de PEMEX

Figura 16. Producción nacional otros campos y Cantarell.¹²

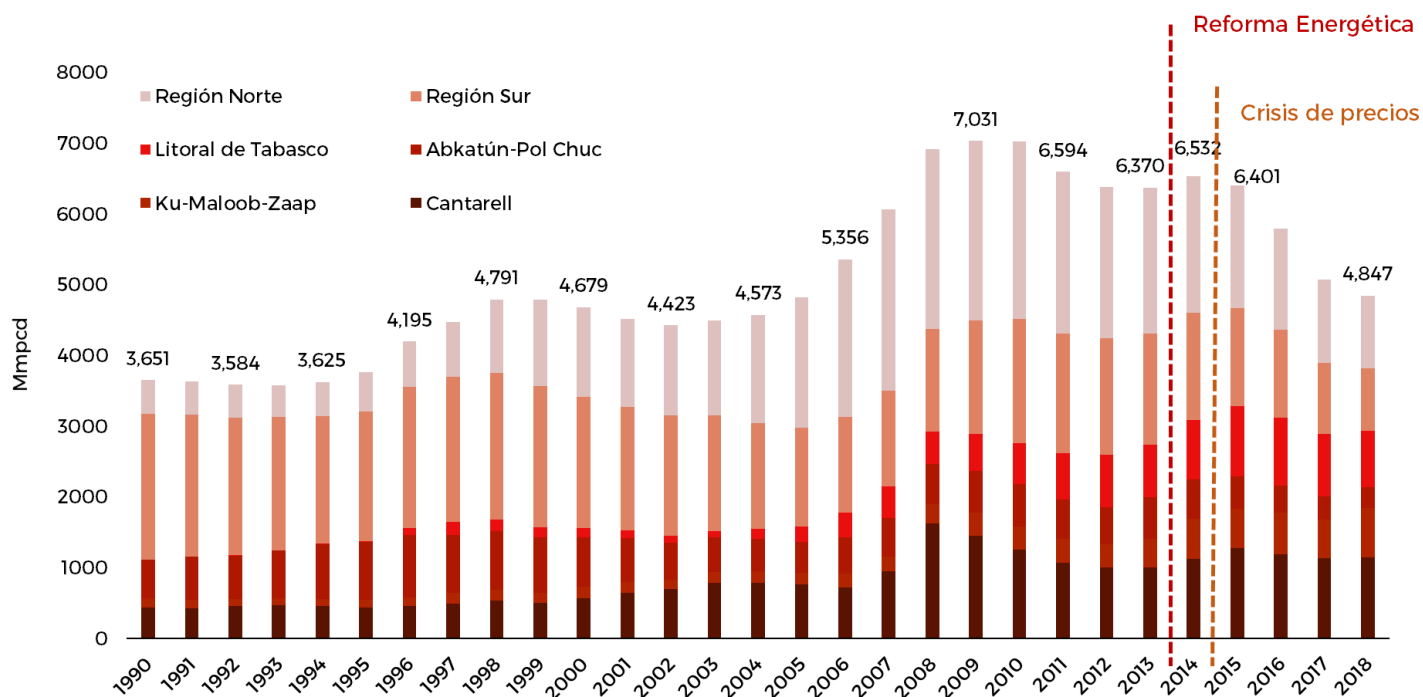
Con la figura anterior se puede observar lo siguiente:

Si no se considera la producción de Cantarell

- A partir del año 2010 y hasta la actualidad, se ha tenido el periodo más productivo en la historia del país, con un promedio de 1.9 millones de barriles de crudo al día.
- Los años con mayor producción en la historia son 2012 y 2013 con 2.1 millones de barriles diarios.

El año 2004 es conocido por ser en el que se alcanzó el máximo nivel de producción (3.4 Mmbd); sin embargo, al eliminar Cantarell se observa que es el año con menor producción en

los últimos 40 años con 1.2 millones de barriles diarios, lo cual se debe posiblemente a un interés principal por la explotación de campos con mayor margen de ganancias, esto sumado



Fuente: Elaboración propia con datos de la base de datos institucional de PEMEX

al ciclo de los yacimientos explotados previo a Cantarell y su declinación natural.

Figura 17. Producción nacional de gas por región y campo.¹²

En cuanto a la producción de gas, la Figura 17 muestra que el pico de producción de este fluido se observó en el año 2009 con una producción de 7,031 MMpcd.

Posterior a la implementación de la Reforma, en el año 2014 se presentó un incremento del 2.54% con respecto a 2013, mientras que el año 2018 tuvo un decremento del 24% respecto al mismo año.

En el caso del gas, a la fecha no existe un campo reconocido a nivel nacional como el mayor productor, sin embargo, la región norte es la que produce gran parte de la producción de gas, que en su caso es gas no asociado.

3.1.1.3 Actividad Petrolera

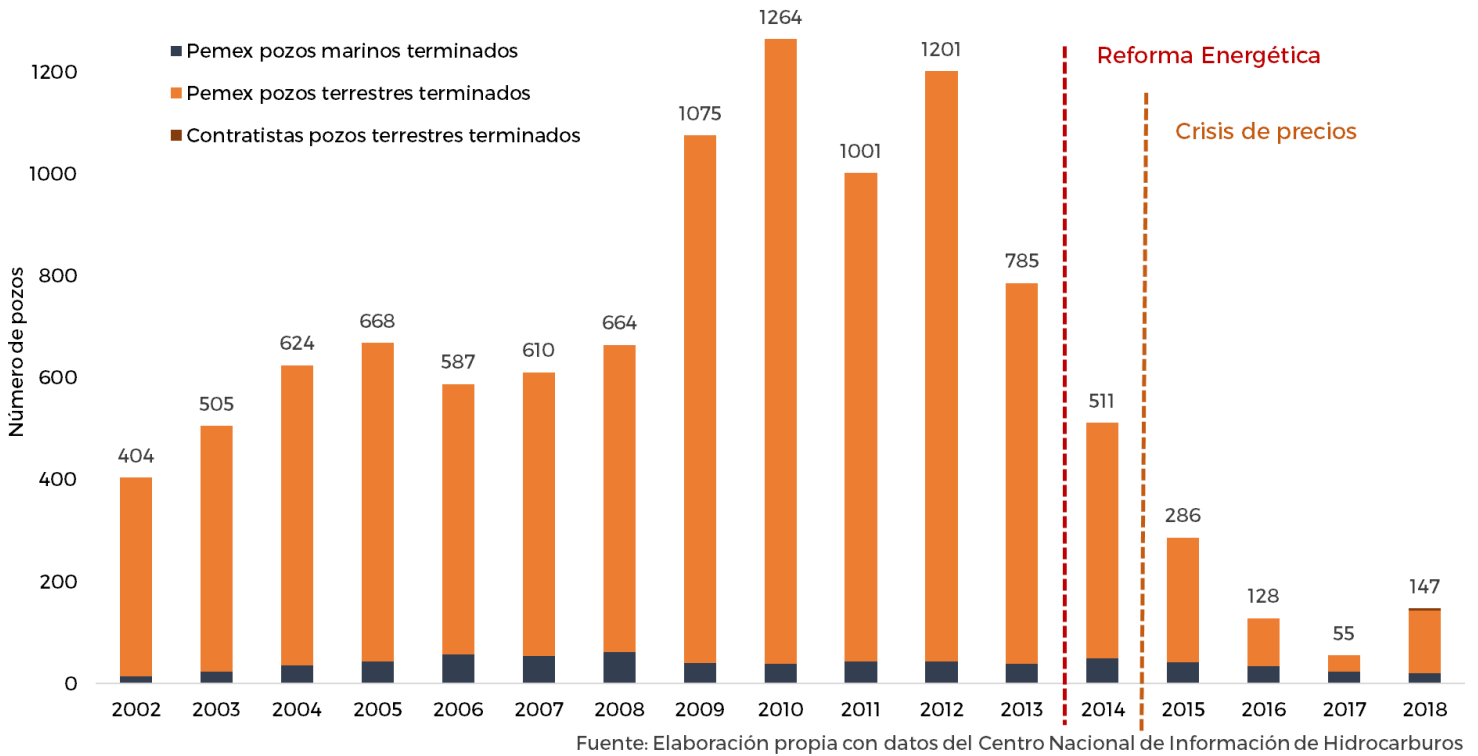


Figura 18. Pozos de desarrollo terminados.²²

El indicador que presenta la Figura 18 muestra los pozos de desarrollo que fueron terminados por PEMEX del 2002 al 2018, se puede observar que el año con mayor actividad de pozos de desarrollo corresponde al 2010 en el que se terminaron un total de 1,264 pozos, de los cuales 1,226 corresponden a pozos terrestres y 38 a pozos marinos.

Previo a la implementación de la Reforma Energética se observó un descenso en la terminación de estos pozos del 35% y posterior a su implementación se observó un descenso más atenuado. Para el año 2014 el indicador llegó a niveles del año 2003 en el cual se encontraba en auge el mega yacimiento Cantarell. Posterior a la Reforma Energética y coincidiendo con las crisis de precios, se observa una disminución cada vez mayor en el número de pozos terminados, presentando el nivel más crítico en el año 2017 con 55 pozos perforados y recuperándose en el 2018 con 147 pozos.

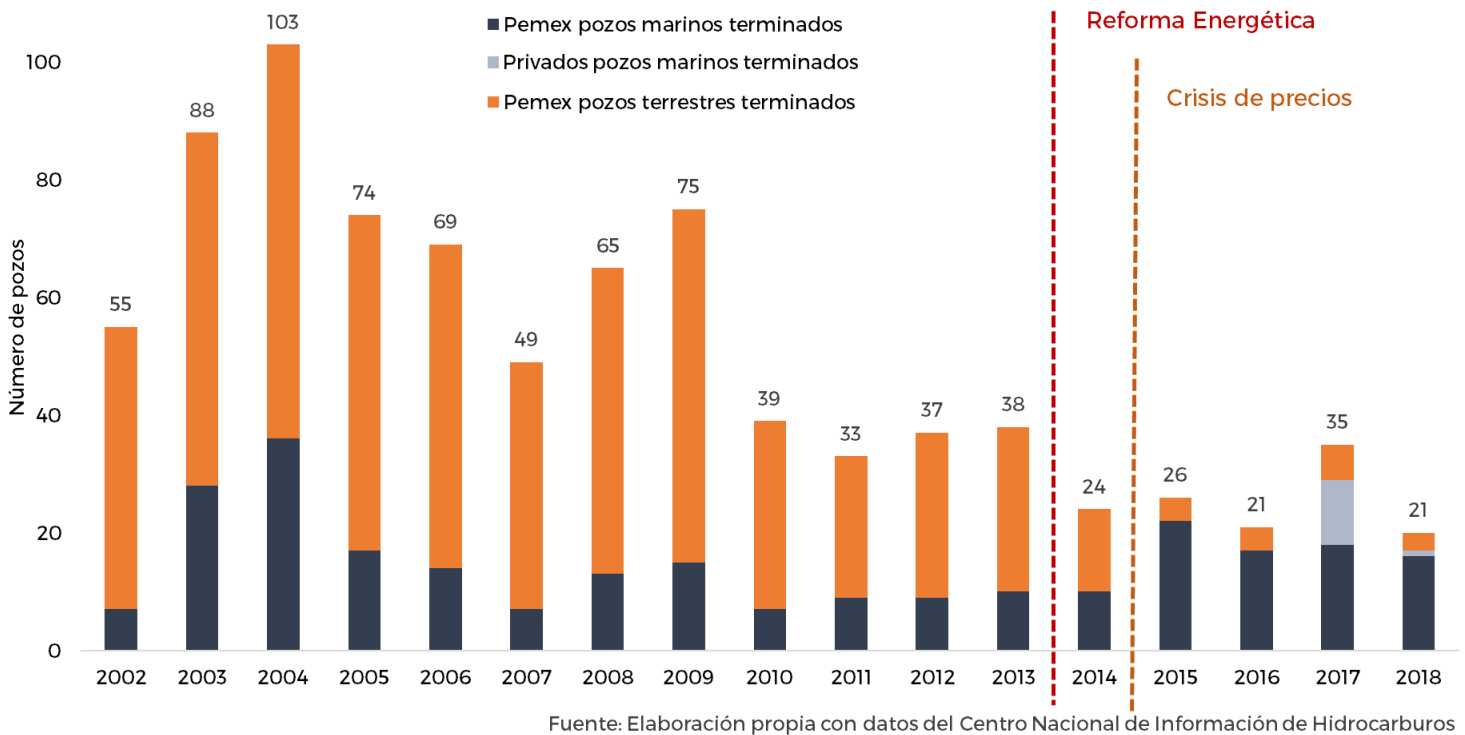


Figura 19. Pozos de exploración terminados.²²

En la Figura 19 se muestran los pozos de exploración terminados en un periodo de 16 años, de esta gráfica destaca que el año en el que se realizaron más pozos exploratorios es el 2004, el cual corresponde al año en el que también se tuvo el pico de producción histórica de hidrocarburos en el país debido a la explotación de Cantarell. Previo a la implementación de la Reforma se observaba una caída en el número de pozos exploratorios desde el año 2010, mientras que después de su implementación se observó en el año inmediato una tasa de decremento del 37% y, después de la caída de los precios se observa un aumento del 8% principalmente ocasionado por el incremento en pozos exploratorios marinos alcanzado ese año, 22 pozos marinos perforados.

Derivado de la Reforma se observa que en el año 2017 se tuvieron los primeros pozos exploratorios por parte de las empresas privadas, los cuales se enlistan en la Tabla 15. Estos pozos hasta el momento corresponden sólo a pozos exploratorios marinos y representaron un 31% del total del año 2017, mientras que en el año 2018 se observó un decremento en las actividades exploratorias y una disminución principalmente en las actividades de los privados, terminándose únicamente 1 pozo.

Tabla 15. Pozos exploratorios terminados por privados.²²

Nombre del pozo exploratorio terminado	Ronda	Operador	Profundidad total (m)	Fecha de inicio de perforación	Fecha de fin de terminación	Resultado del pozo exploratorio
HOKCHI-2	1.2	Pan American Energy E&P Hidrocarburos y Servicios	2,670	29-oct-16	03-ene-17	Productor de aceite y gas
HOKCHI-3DEL	1.2	Pan American Energy E&P Hidrocarburos y Servicios	3,171	06-ene-17	25-feb-17	Productor de aceite y gas
HOKCHI-4DEL	1.2	Pan American Energy E&P Hidrocarburos y Servicios	2,647	07-mar-17	06-may-17	Productor de aceite y gas
ZAMA-1SON	1.1	Sierra Oil & Gas, Talos Energy Premier Oil	4,109	21-may-17	27-jul-17	Productor de aceite y gas
AMOCA-3DEL	1.2	ENI	4,380	03-abr-17	30-jul-17	Productor de aceite y gas
MIZTON-2DEL	1.2	ENI	3,430	05-ago-17	28-sep-17	Productor de aceite y gas
HOKCHI-6DEL	1.2	Pan American Energy E&P Hidrocarburos y Servicios	3,339	12-jul-17	07-oct-17	Productor de aceite y gas
ICHALKIL-2DEL	1.2	Petrobal Fielwood Energy	5,599	12-feb-17	12-nov-17	Productor de aceite y gas
AMOCA-2	1.2	ENI	4,517	02-ene-17	02-abr-17	Productor de aceite y gas
HOKCHI-5DEL	1.2	Pan American Energy E&P Hidrocarburos y Servicios	2,842	11-may-17	12-jul-17	Productor de aceite y gas
POKOCH-1DEL	1.2	Petrobal Fielwood Energy	5,148	20-jun-17	24-dic-17	Productor de aceite y gas
TECOALLI-2DEL	1.2	ENI	3,546	03-oct-17	31-dic-17	Productor de aceite y gas
AMOCA-4DEL	1.2	ENI	5,000	25-feb-18	01-jun-18	Productor no comercial de aceite

La Tabla 15, muestra que todos los pozos exploratorios que se terminaron hasta el año 2018 corresponden a pozos ubicados en aguas someras y son resultado de contratos asignados en las Rondas 1.1 y 1.2.

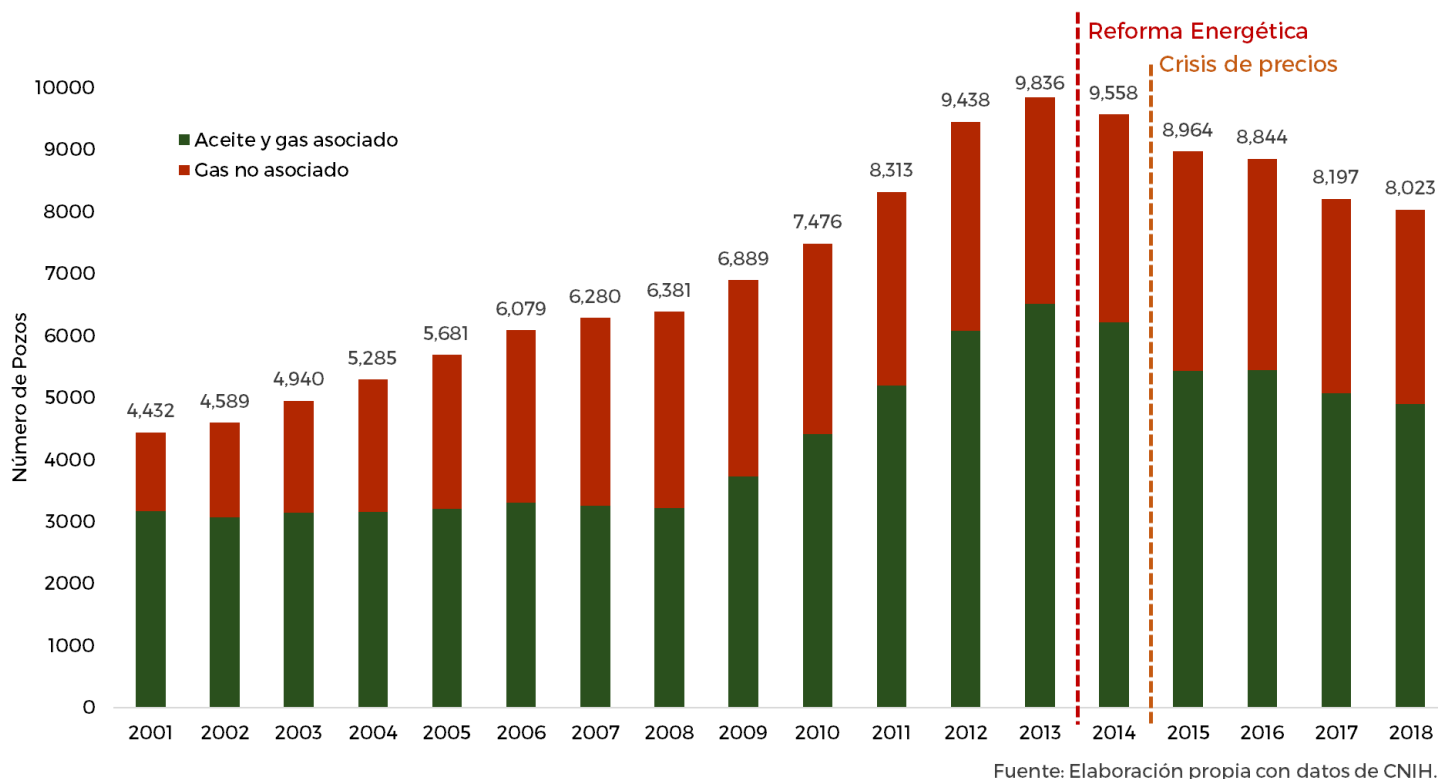


Figura 20. Pozos productores operando.²²

En la Figura 20 se muestra el número de pozos productores que se encuentran operando del 2001 al 2018. Se observa que el año 2013 es en el que se tuvo el mayor número de pozos produciendo con, un total de 9,836 pozos, de los cuales 6,509 corresponden a pozos de aceite y gas asociado y 3,327 a pozos de gas no asociado.

De la figura anterior destaca que no existe un cambio significativo después de la implementación de la reforma y de la crisis de precios, llegando en 2018 a niveles superiores a lo observado en el año 2010. Con base a lo anterior, se pueden desarrollar las siguientes conclusiones:

1. El declive en la producción de hidrocarburos, no se encuentra asociado al número de pozos productores.
2. Los pozos productores se encuentran mayormente en campos maduros que comenzaron con el agotamiento en su producción -actualmente estos pozos cuentan con baja producción-.
3. Los pozos que ya se encuentran en producción, se ven afectados en una porción reducida por cuestiones de precios del petróleo.

3.1.1.4 Inversiones en exploración y producción

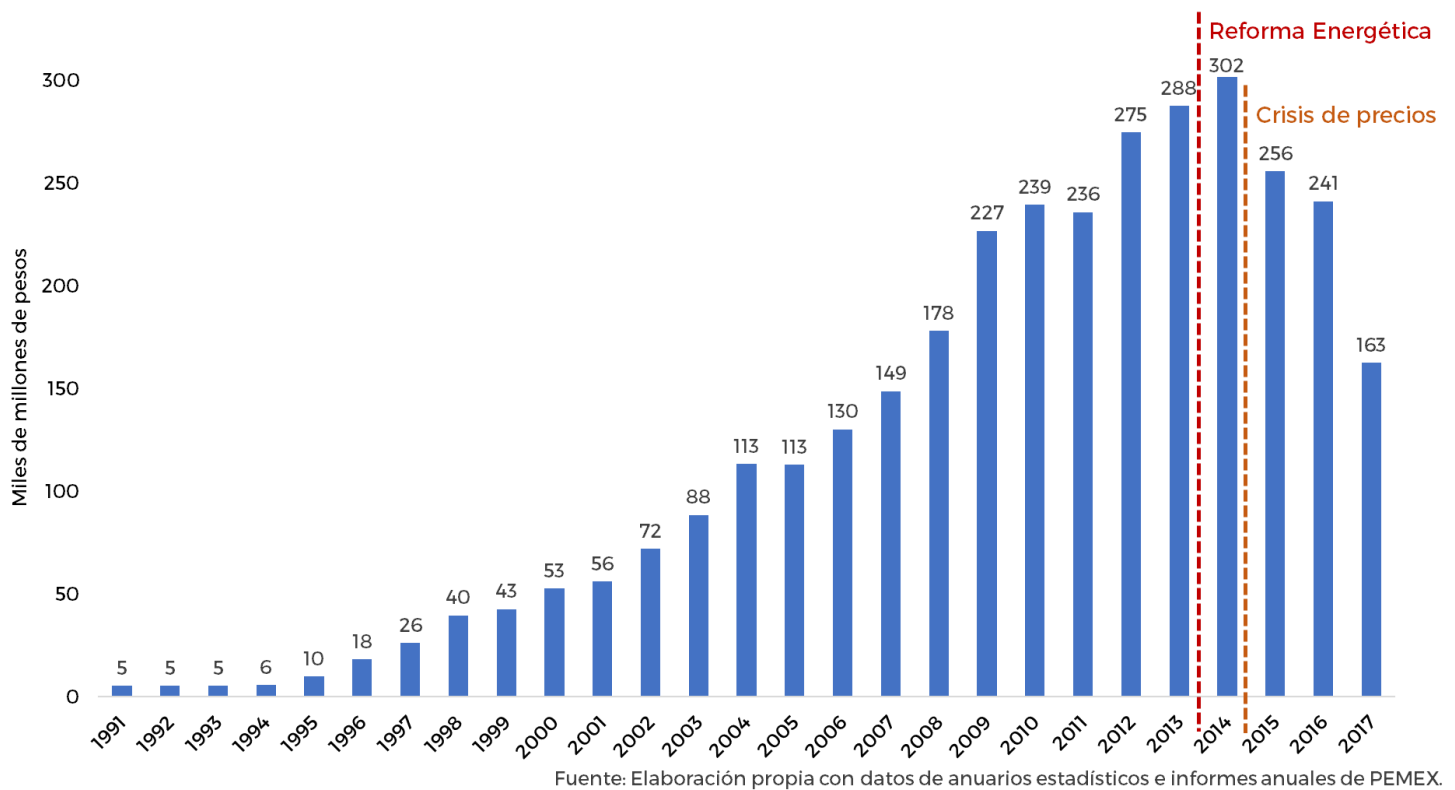


Figura 21. Inversiones ejercidas en PEMEX Exploración y Producción (PEP).⁴ y ²³

El histórico de inversiones ejercidas por PEMEX PEP en miles de millones de pesos se muestra en la Figura 21, en la cual resaltan diferentes puntos. En primer lugar, el año 2004 es el que presentó la mayor producción de hidrocarburos (3.4 MMbd) y por lo tanto el mayor volumen de recaudaciones monetarias, sin embargo, y contrario a lo que obedece a la lógica este año no destaca en inversiones, teniendo niveles cercanos a los 100 mil millones de dólares.

Por el contrario, en el año 2009 se observa un aumento considerable en las inversiones. Al comparar este comportamiento con el gráfico de producción (Figura 16), se puede entender que el cambio obedece a que en el año 2008 se observó el primer gran declive de la producción petrolera mexicana teniendo un 9.6% menos de producción que el 2007. Lo que explicaría que la política de inversión que maneja PEMEX responde a realizar mayores inversiones en crisis y no en abundancia de ganancias.

Además de lo anterior, el año 2014 -año inmediato posterior a la implementación de la Reforma Energética-, corresponde al año con mayor inversión ejercida para exploración y producción, con una cifra histórica de 302 mil millones de pesos.

Recordando lo observado en la Figura 13 respecto a la baja en reservas en el año 2015, se puede observar que el monto ejercido por PEMEX Exploración y Producción (PEP) si es menor al del año 2014 por 46 mil millones de pesos, y con ello decir que si existió una reducción al presupuesto representativa que se puede asociar a la baja en reservas.

3.1.1.5 Precios de la Mezcla Mexicana de Exportación

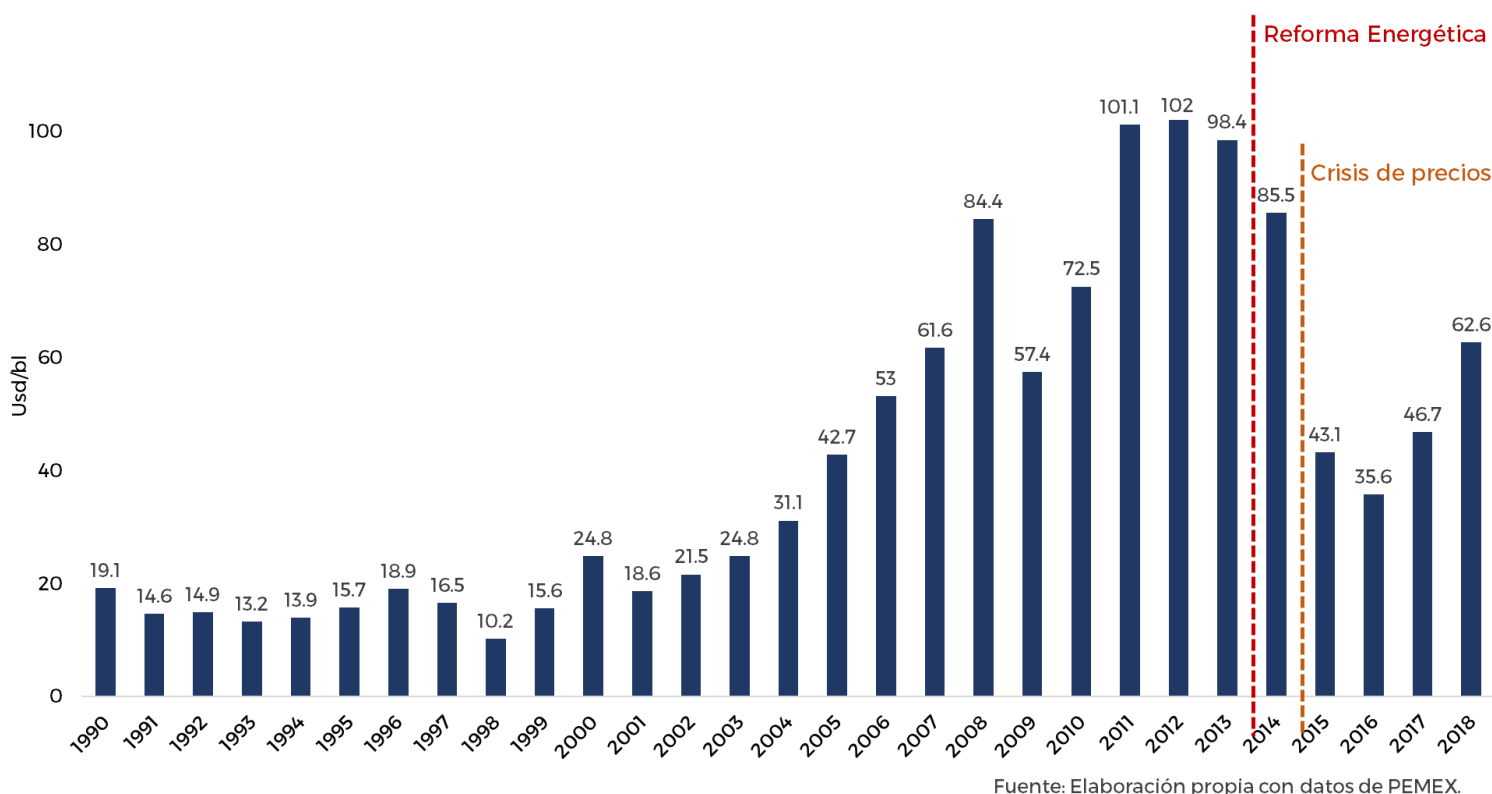


Figura 22. Histórico de precios de la Mezcla Mexicana de Exportación.¹²

El precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME), es el principal indicador para la obtención de ingresos por exportación de petróleo crudo, en la

Figura **22** se muestra el histórico de los precios en promedio por año. El año con los mayores precios registrados es el 2012 con un promedio anual de 102 dólares por barril (usd/b), mientras que se observa que el año con el precio de la MME más bajo es 1998 con un precio de 10.2 usd/b.

En el año 2014 se presentó una crisis internacional de los precios, y es conocida por ser la más grande por lo menos de los últimos 20 años. En la figura anterior se observa que del año 2014 al año 2015 los precios tuvieron una tasa de decrecimiento del 49.5%, y un total de 42.4

usd/b de pérdidas en promedio anual, alcanzando precios diarios menores a 20 dólares por barril.

Esta crisis de precios afectó tanto a la Mezcla Mexicana de Exportación como a los principales crudos marcadores, perjudicando proyectos de inversión de la cartera de PEMEX, y generando pérdidas considerables en la exportación de crudo.

3.1.2 Indicadores petroleros en *downstream*

En esta parte de la cadena de valor de los hidrocarburos es en donde se realizan los procesos de refinación del crudo y tratamiento de gas natural. Este eslabón es de suma importancia ya que se obtiene mayor valor agregado al crudo convirtiéndolo en combustibles. Realizar análisis sobre indicadores de este tipo, es de gran importancia, ya que con ellos se puede conocer la medida en la que México es autosuficiente o dependiente de otros países para productos petrolíferos, así como en qué medida se encuentra comprometida la seguridad energética.

A continuación, se presentan gráficas de la evolución de los indicadores anteriormente mencionados y algunos otros. Asimismo se presenta una breve interpretación de éstos:

3.1.2.1 Capacidad de Procesamiento de Crudo

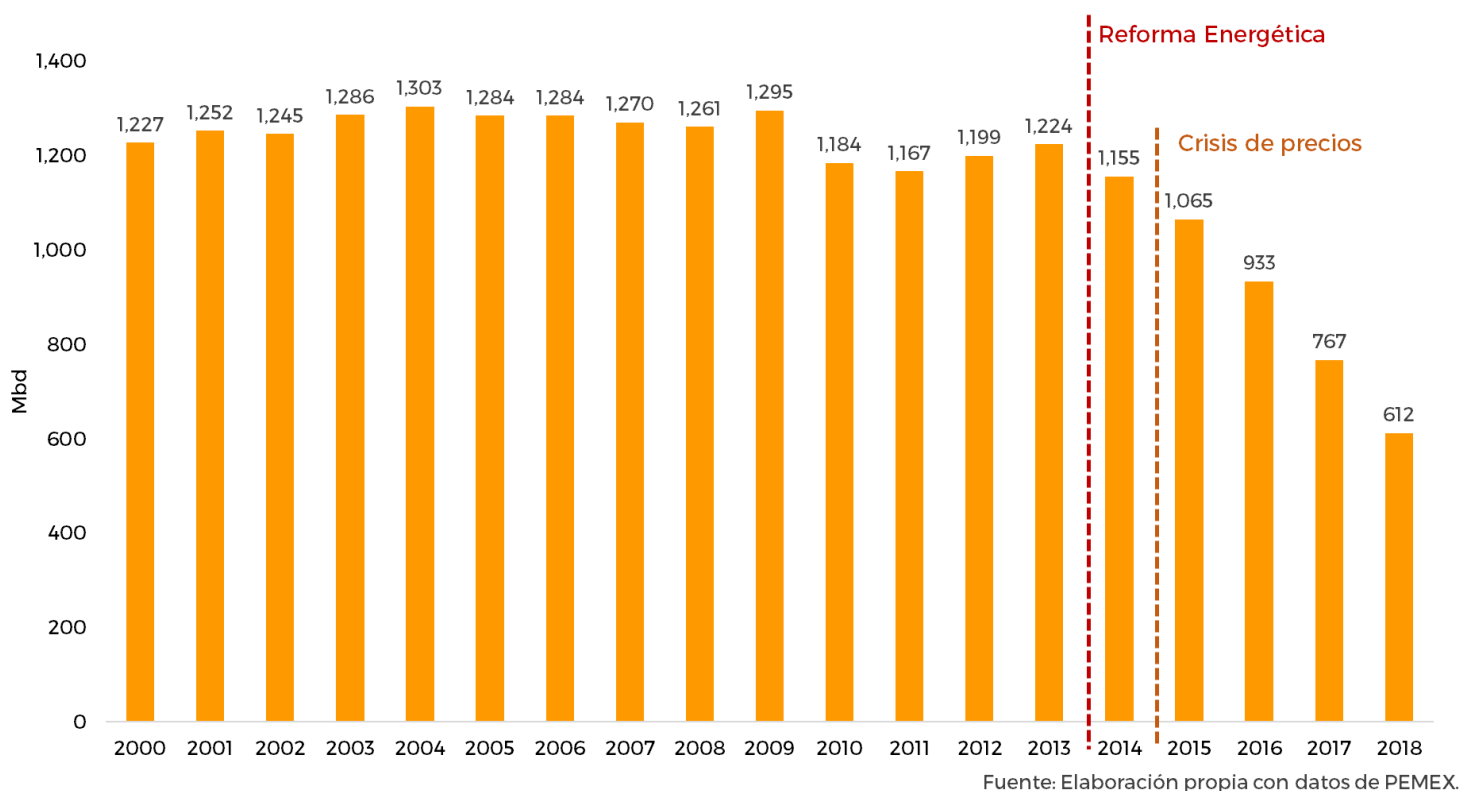


Figura 23. Capacidad de Procesamiento de Crudo del Sistema Nacional de Refinación.¹²

México cuenta con un Sistema Nacional de Refinación, integrado por 6 refinerías, las cuales en conjunto cuentan con capacidad de refinación de crudo, la cual se muestra en la Figura 23 en función de los años, alcanzando un valor máximo de 1.295 MMbd en 2009. Se observa también en la figura que previo a la Reforma Energética la tendencia era al alza, mientras que después de la implementación se observa un cambio de pendiente, concluyendo el 2018 con la capacidad más baja mostrada, es decir 612 Mbd, lo que equivale al 33% del hidrocarburo que se produjo en ese mismo año.

En los últimos 5 años la capacidad de procesamiento de crudo disminuyó en casi el 50%, esta disminución en el procesamiento del crudo ha coincidido con una disminución en la producción nacional de crudo ligero que las refinerías del país están mejor preparadas para procesar. México se ha basado cada vez más en las importaciones de productos petrolíferos de los Estados Unidos para satisfacer la demanda interna.^{bb}

^{bb} Agencia Internacional de Energía

3.1.2.2 Producción de Productos Petrolíferos

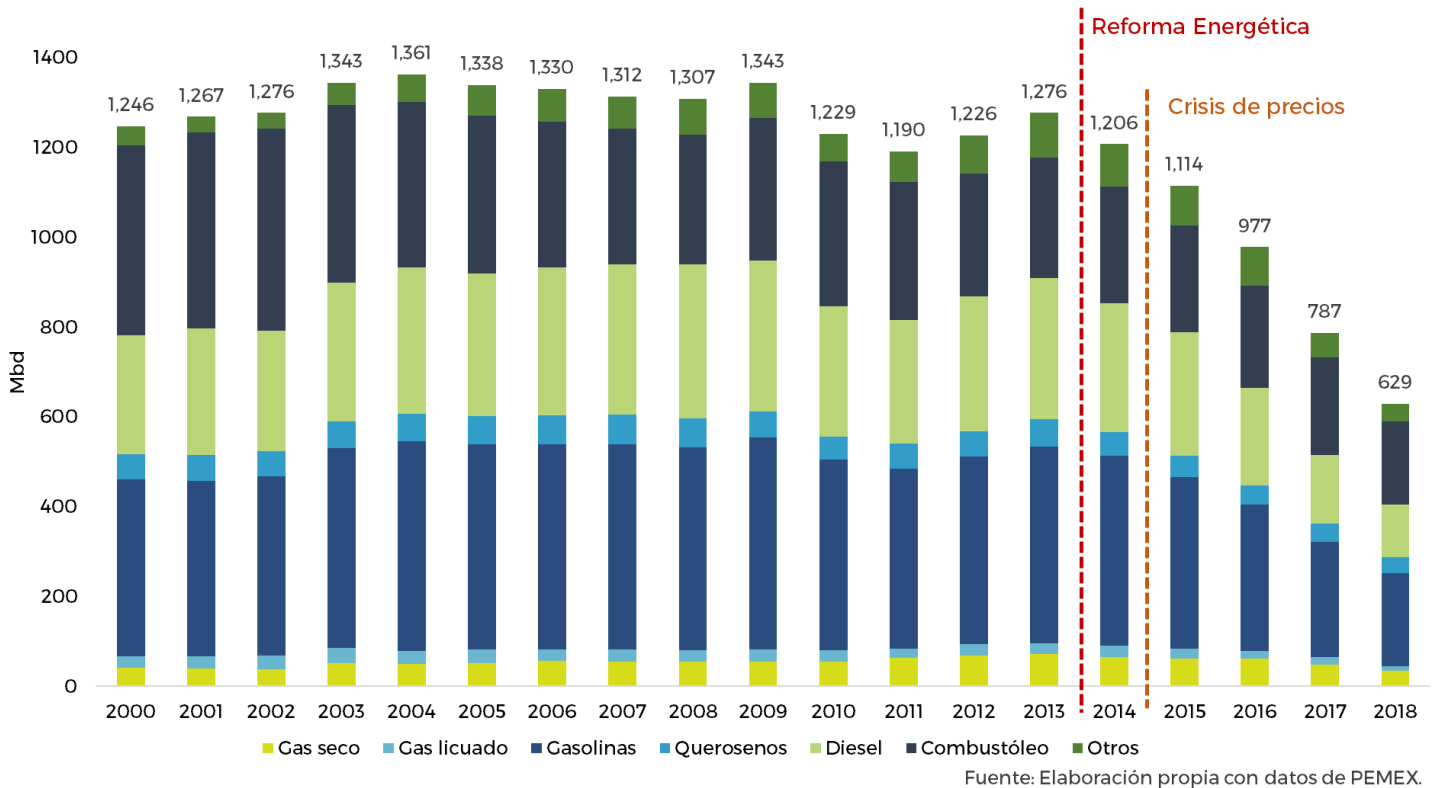
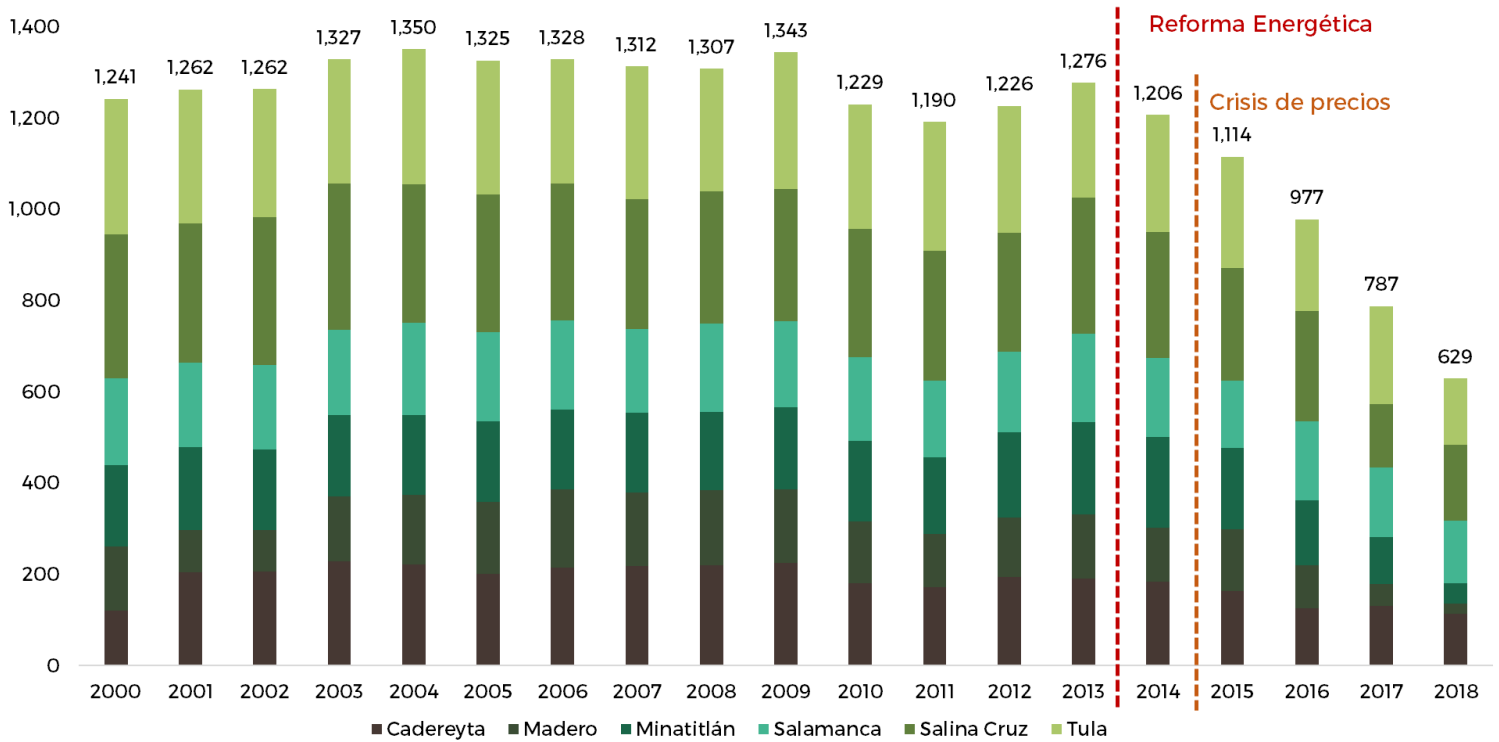


Figura 24. Producción de productos petrolíferos por tipo.¹²

En cuanto a la producción de petrolíferos, las 6 refinерías de México producen principalmente gasolinas, diesel y combustóleo. El pico de producción de petrolíferos se observa en la Figura 24, en el año 2009 presentando 1.343 MMbd de petrolíferos. Al igual que en la figura anterior se observa un claro decremento en la producción de petrolíferos desde la implementación de la Reforma Energética. Al término del año 2018 con menos de la mitad de lo presentado en el 2009, se aprecia un claro deterioro en el Sistema Nacional de Refinación.

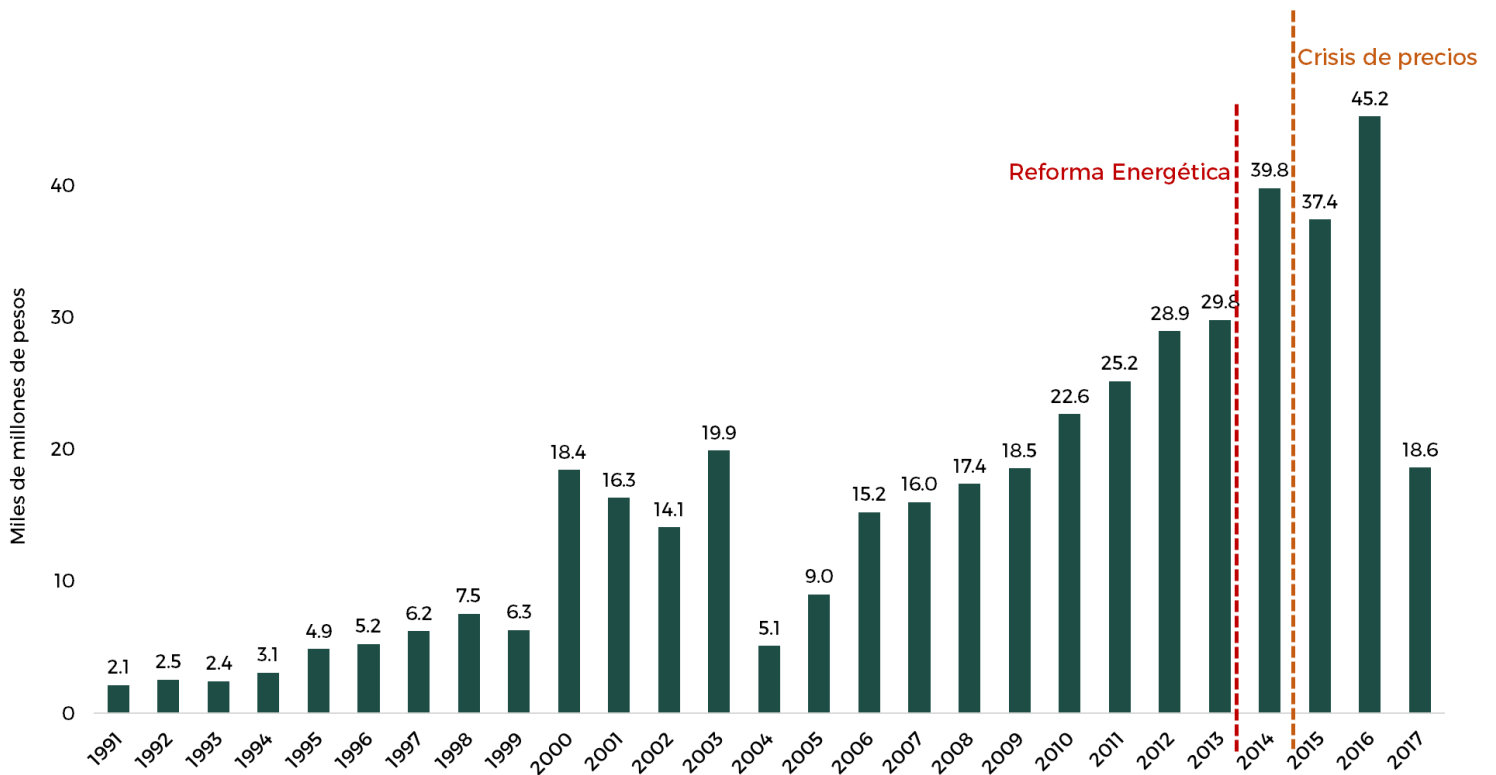
En la Figura 25 se muestra de igual forma la producción de petrolíferos pero clasificados por refinерía, se puede apreciar que la mayor producción de estos productos provienen de Tula, Salina Cruz y Salamanca.



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

Figura 25. Producción de productos petrolíferos por refinería.¹²

3.1.2.3 Inversión en Refinación



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

Figura 26. Histórico de inversiones en Refinación, PEMEX.⁴

En cuanto a inversiones en refinación, se observan cifras muy por debajo de las presentadas en el caso de Exploración y Producción. En la Figura 26 se muestra el histórico de estas inversiones, de las cuales destaca en el año 2016 con las mayores inversiones (45.2 millones de pesos) mientras que en el 2004 -conocido por ser el año con mayor producción de crudo- se observa la menor inversión en refinación en los últimos 22 años (5.1 millones de pesos).

Además de los comportamientos anteriores se puede apreciar que después de la implementación de la Reforma las inversiones incrementaron en el 2014 en 10 millones de pesos (MMdp), luego se observa una caída de 2.4 MMdp en el 2015 después de la crisis de precios, en el 2016 se presentó el pico máximo de inversión con un incremento de 7.8 MMdp y por último en el año 2017^{cc} se observó una caída de 26.6 MMdp alcanzo niveles de inversión similares a los del año 2010.

^{cc} Se presentan datos al 2017 debido a la falta de datos públicos para 2018.

3.1.2.4 Demanda nacional de petrolíferos

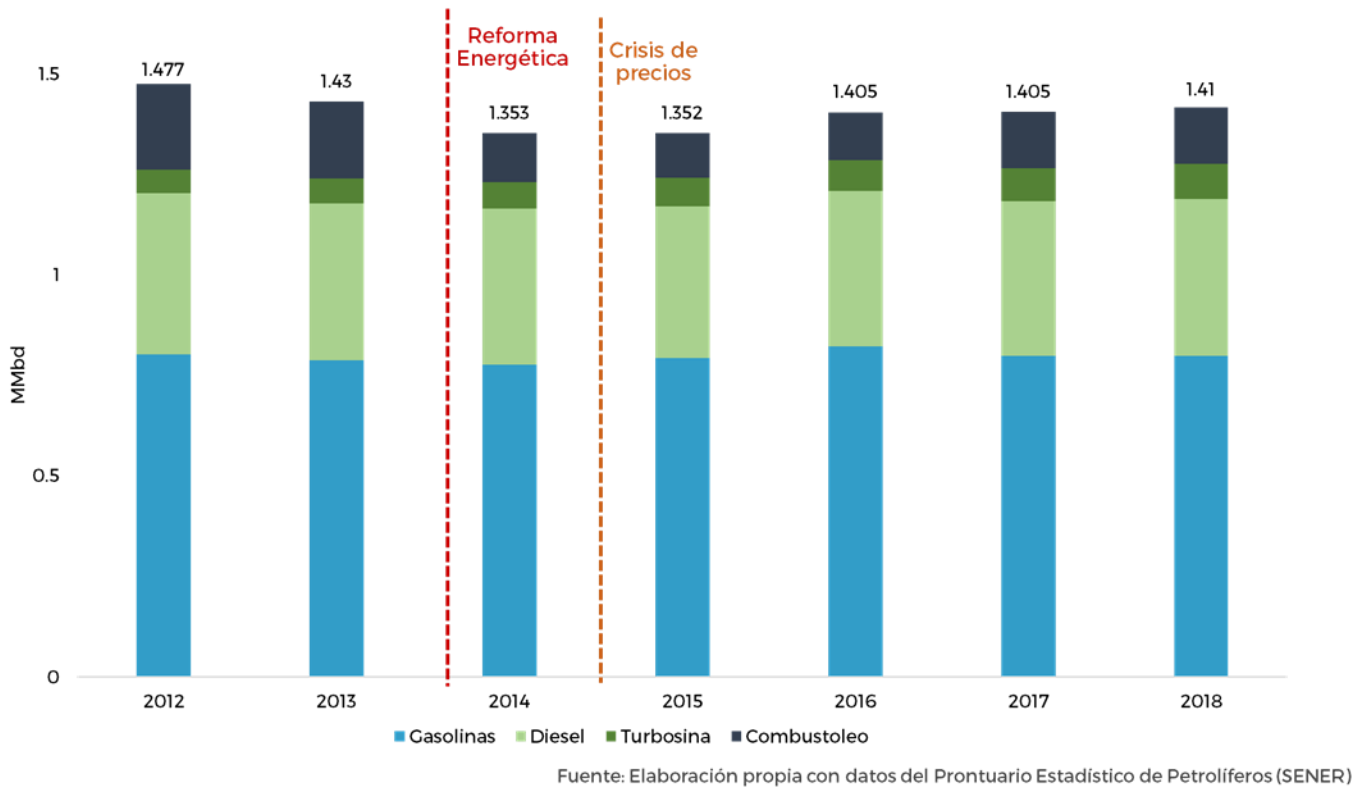


Figura 27. Demanda de petrolíferos.²⁴

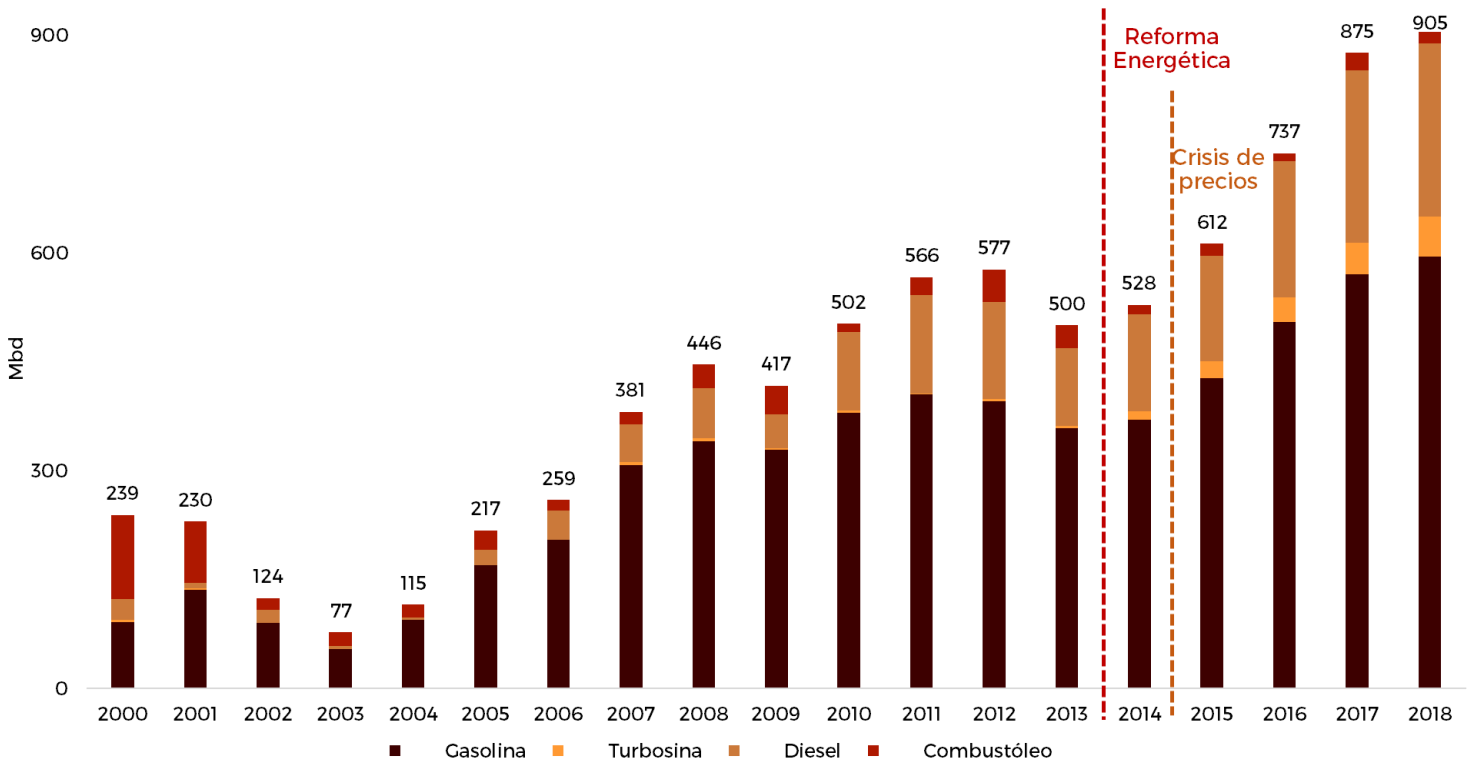
La demanda de petrolíferos en México está compuesta principalmente de gasolinas y diésel. Este indicador ha tenido muy poca variación en los últimos 6 años, ya que su variación se encuentra relacionada con el crecimiento o disminución de la economía nacional. En la Figura 27 se observa el histórico de este marcador durante el último sexenio, observando que la demanda ha disminuido en 4.5% de 2012 a 2018, alcanzando un valor máximo de 1.477 MMbd en 2012 y un mínimo de 1.352 MMbd en 2015.

3.1.2.5 Importación de petrolíferos

La importación de petrolíferos es uno de los temas más controversiales, ya que desde la Reforma Energética se ha visto un gran aumento de este indicador. En la Figura 28 se observa el histórico de importaciones de estos productos desde el año 2000, apreciando que el año con menor importaciones fue el 2003, con 77 Mbd.

La Figura 28 además permite comprobar que, desde la aprobación de la Reforma Energética, este indicador ha crecido alcanzando niveles nunca vistos, finalizando el año 2018 con un total de 905 Mbd, equivalentes al 65% de la demanda de petrolíferos en el país para el mismo año.

Lo anterior es una situación que afecta directamente nuestra seguridad energética y está completamente relacionado con la disminución en la capacidad de procesamiento de crudo del Sistema Nacional de Refinación ya que como se puede observar en la Figura 27 la demanda no incrementó proporcionalmente con la importación de petrolíferos.



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SENER)

Figura 28. Importación de petrolíferos.²⁵

3.1.3 Exportaciones de petróleo crudo

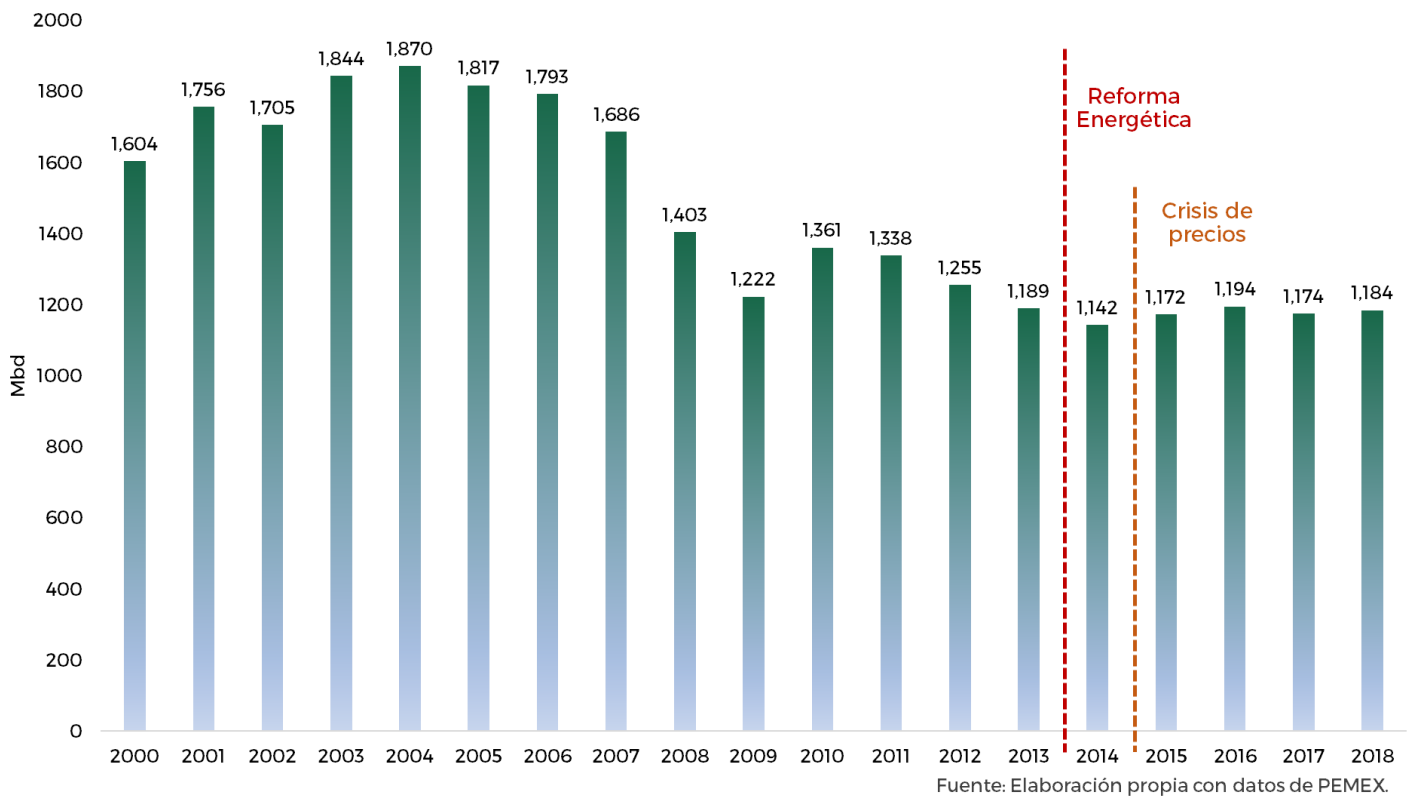
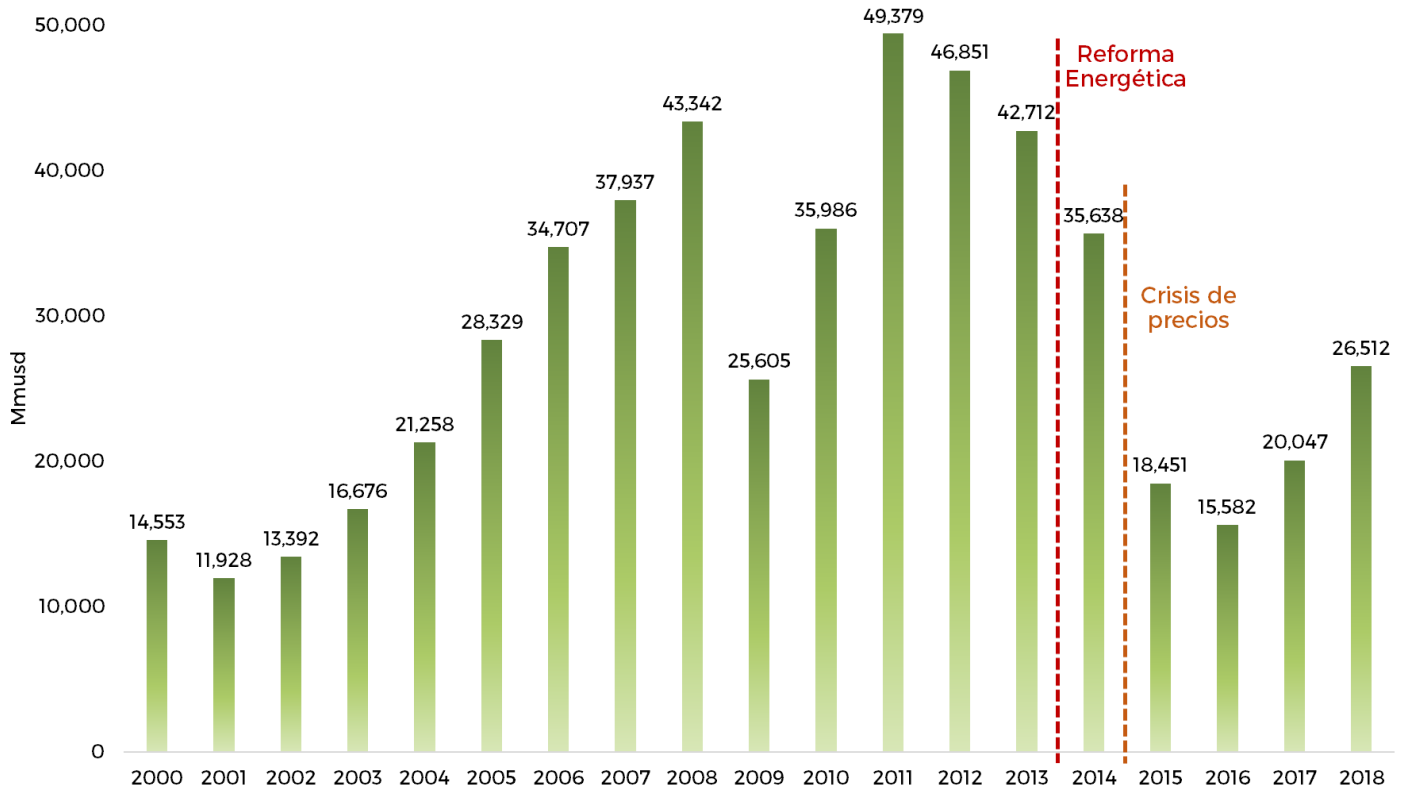


Figura 29. Volumen de las exportaciones de petróleo crudo.¹²

México se caracteriza en el mercado petrolero por ser un país exportador de petróleo crudo, principalmente del tipo pesado (Crudo Maya de 21 a 22° API). En la Figura 29 se puede observar un histórico con el volumen en miles de barriles diarios de las exportaciones anuales de crudo que México ha realizado en promedio desde el 2000. En la Figura 29 se puede observar que el año con mayor exportación concuerda con el año de mayor producción petrolera (2004) exportando un total de 1.87 MMbd de crudo al mercado internacional. Se observa además que la mayor caída en volumen de exportaciones ocurrió en el año 2008 reportándose una tasa de decremento del 16.7%. La promulgación de la Reforma Energética y la crisis de precios no representaron una caída significativa del volumen de exportaciones de crudo, ya que en el año 2014 hubo una disminución del 4% y en el año 2015 un incremento del 3%.

Las ganancias generadas por las exportaciones de crudo dependen de los precios del barril de crudo y estos a su vez se encuentran controlados por una serie de factores externos, principalmente de geopolítica y el mercado internacional.

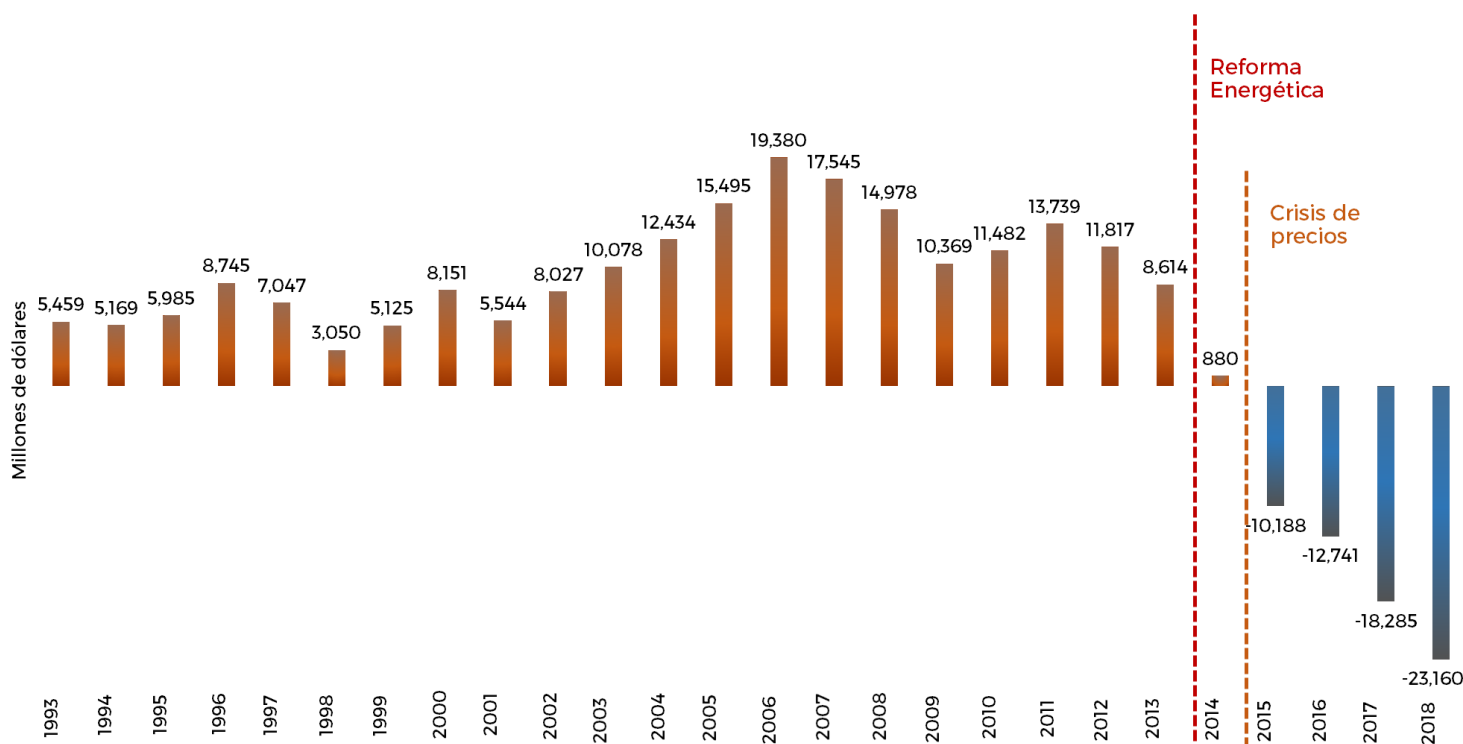


Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

Figura 30. Valor de las exportaciones de petróleo crudo.¹²

En la Figura 30 se observan las exportaciones en valor recaudado. El pico de ganancia se observa en el año 2011 con una cifra cercana a los 50 mil millones de dólares. Es importante recordar que en el año en el que se tuvo la mayor producción en el país (2004) y por consecuente el mayor volumen de exportaciones, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación se encontraba en 31.1 usd/b, mientras que en el año 2011 se tenían precios de 101.1 usd/b y a pesar de exportar una cantidad menor que en el 2004 se lograron obtener mayores ganancias a consecuencia exclusivamente de los precios de la Mezcla.

3.1.4 Balanza comercial de productos petroleros



Fuente: Elaboración propia con datos de BANXICO.

Figura 31. Saldo comercial de la balanza de productos petroleros.²⁶

La balanza comercial de productos petroleros proporciona información, en este caso reflejado en dinero acerca de las importaciones y exportaciones de hidrocarburos, sobre los ingresos derivados de exportaciones, menos los egresos por cuenta de importaciones de los productos. Si la balanza indica una diferencia positiva quiere decir que existe un superávit comercial, y significa que las ventas superan las compras. Por el contrario, si la diferencia es negativa indica un déficit comercial y la balanza es desfavorable, esto quiere decir que las importaciones son mayores a las ventas al extranjero.

La balanza comercial de productos petroleros se ha distinguido en su historia por presentar un saldo positivo, sin embargo, en el año 2015 se presentó un déficit en la balanza, ocasionado principalmente por dos razones:

- El aumento excesivo en la importación de combustibles.
- La baja de precios del crudo que perjudico a las exportaciones de México.

En la Figura 31 se observa que la balanza comercial tuvo el mayor superávit en el año 2006, con 19,380 millones de dólares. Destaca que para ese año se tenía una producción de crudo de 3.3 MMbd de los cuales se exportaba el 54.33%, mientras que las importaciones de

petrolíferos ascendían a tan sólo 259 Mbd. Además, se observa que desde la implementación de la Reforma Energética existió un profundo decrecimiento de alrededor de 90%, que continuó en los años consecuentes, hasta alcanzar el mayor mínimo en el año 2018, para el cual la producción de hidrocarburos era de 1.8 MMbd, y la importación de petrolíferos alcanzó su máximo nivel, con 905 Mbd.

Además de lo anterior destacan los siguientes datos:

- En el año 2015 el volumen de las exportaciones de crudo incrementó en 3% comparado con 2014 pero el valor monetario registró una caída de 48% mayor caída registrada en la historia.
- Las importaciones en el mismo año aumentaron sólo en 16%, porcentaje de aumento no tan brusco como los años anteriores: por ejemplo, en 2010 las importaciones incrementaron en 21%, en 2005 se presentó el mayor incremento en las importaciones de productos petroleros de la historia con un 42%.

3.2 Indicadores petroleros internacionales

En este tema se abordan los principales indicadores internacionales, con la finalidad de poder realizar una comparación con los indicadores de México, y así obtener una mejor visualización del panorama global en el que se implementó la Reforma Energética.

3.2.1 Producción de crudo y gas

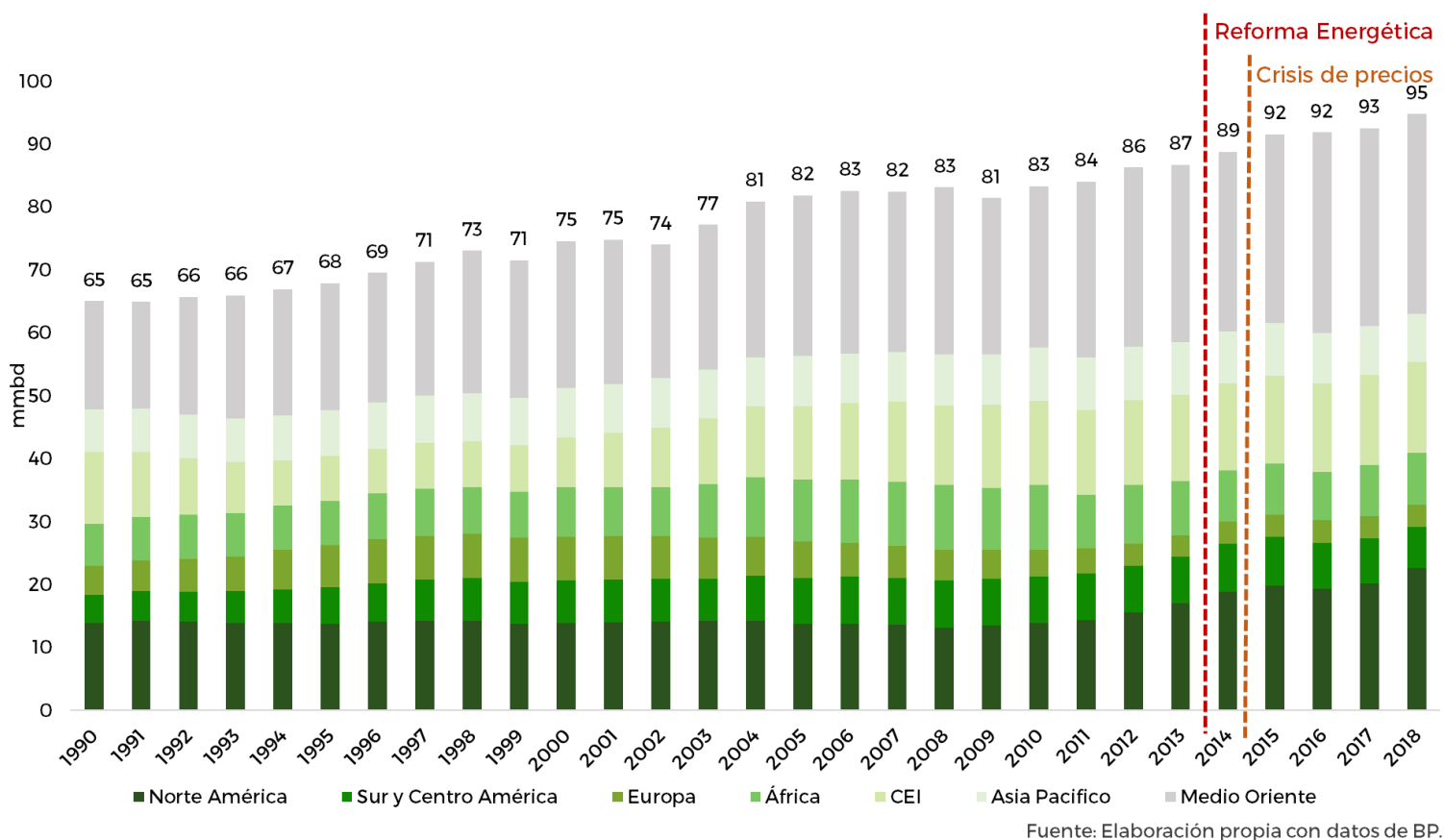
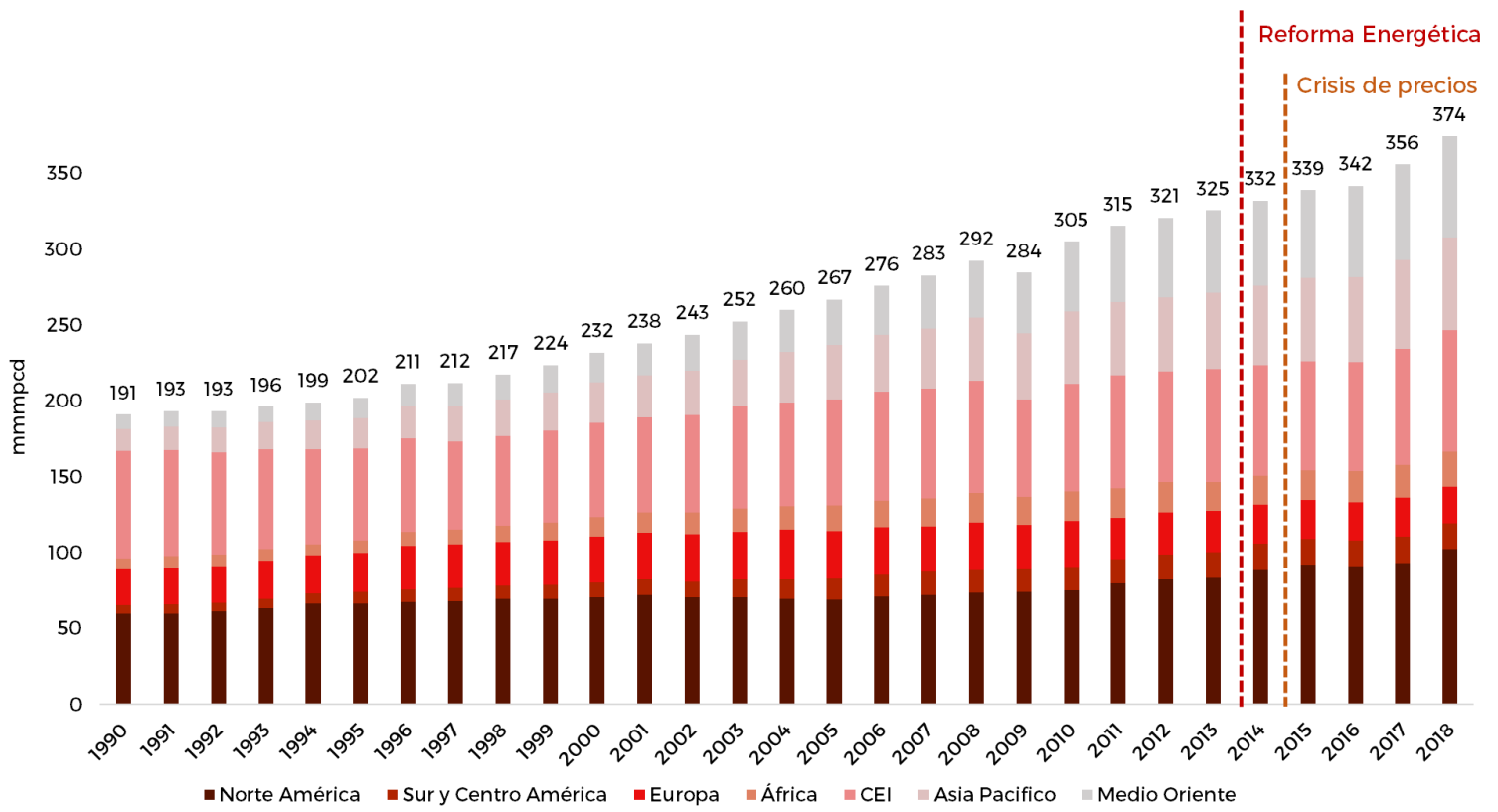


Figura 32. Producción mundial de crudo.²⁷

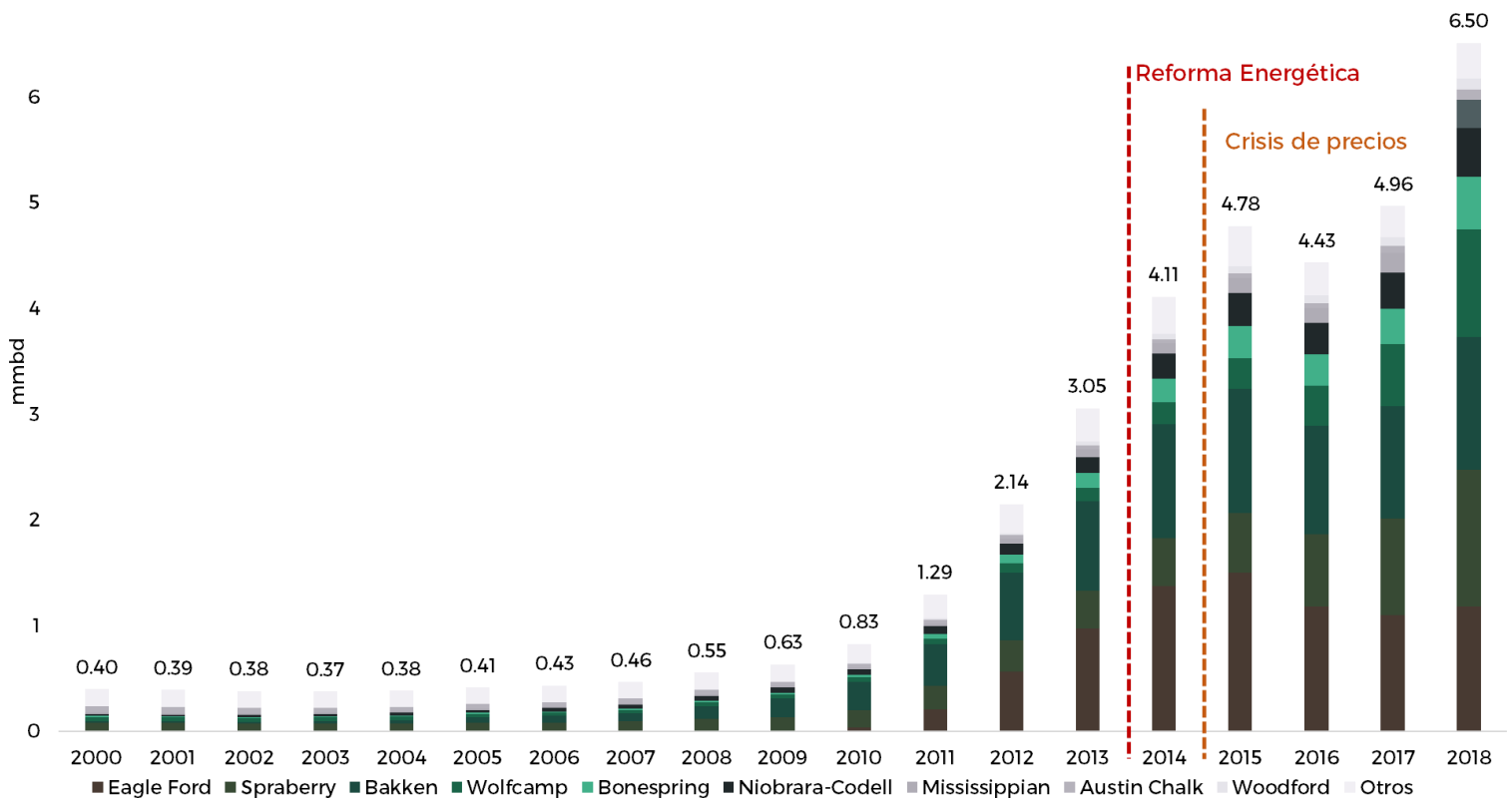
La producción mundial de aceite ha aumentado constantemente con el tiempo derivado principalmente del incremento en la población mundial, la tecnología y con ello una mayor demanda. En la Figura 32 se observa que en promedio la producción ha tenido una tasa de incremento anual del 2.4%, mientras que posterior a la crisis de precios se registra una tasa de incremento del 3.37%.

En cuanto a la producción de gas natural mostrada en la Figura 33 se observa que este combustible ha tenido un incremento constante alcanzando niveles máximos en el 2018.



Fuente: Elaboración propia con datos de BP.

Figura 33. Producción mundial de gas natural.²⁷



Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos.

Figura 34. Producción de Shale Oil de Estados Unidos.²⁸

La explotación de yacimientos no convencionales con técnicas como el *fracking*, han representado un parteaguas en la industria petrolera, principalmente por la participación que ha tenido Estados Unidos. En la Figura 34 se observa el histórico de producción de *shale oil* en el país norteamericano, observándose que previo a la caída de precios existió un crecimiento considerable y que la tendencia continuó casi de forma exponencial alcanzando máximos de 6.5 MMbd en el 2018. La explotación de este tipo de yacimientos convirtió a los Estados Unidos en un país exportador, después de ser considerado netamente importador de crudo. En muchos artículos (Referencias 45-49) la producción de este tipo de crudo en Estados Unidos fue un factor determinante en la crisis de precios del 2014, ya que en el mercado se observó un exceso de oferta de crudo, además de que las importaciones de este país disminuyeron.

Además de la producción de *shale oil*, el país norteamericano también tuvo un gran repunte en la producción de *shale gas*, en la Figura 35 se muestra la producción promedio anual de gas de este tipo, se puede observar que ha tenido un crecimiento exponencial desde sus inicios en el año 2007, alcanzando un incremento de más de 18 MMMpcd en 10 años.

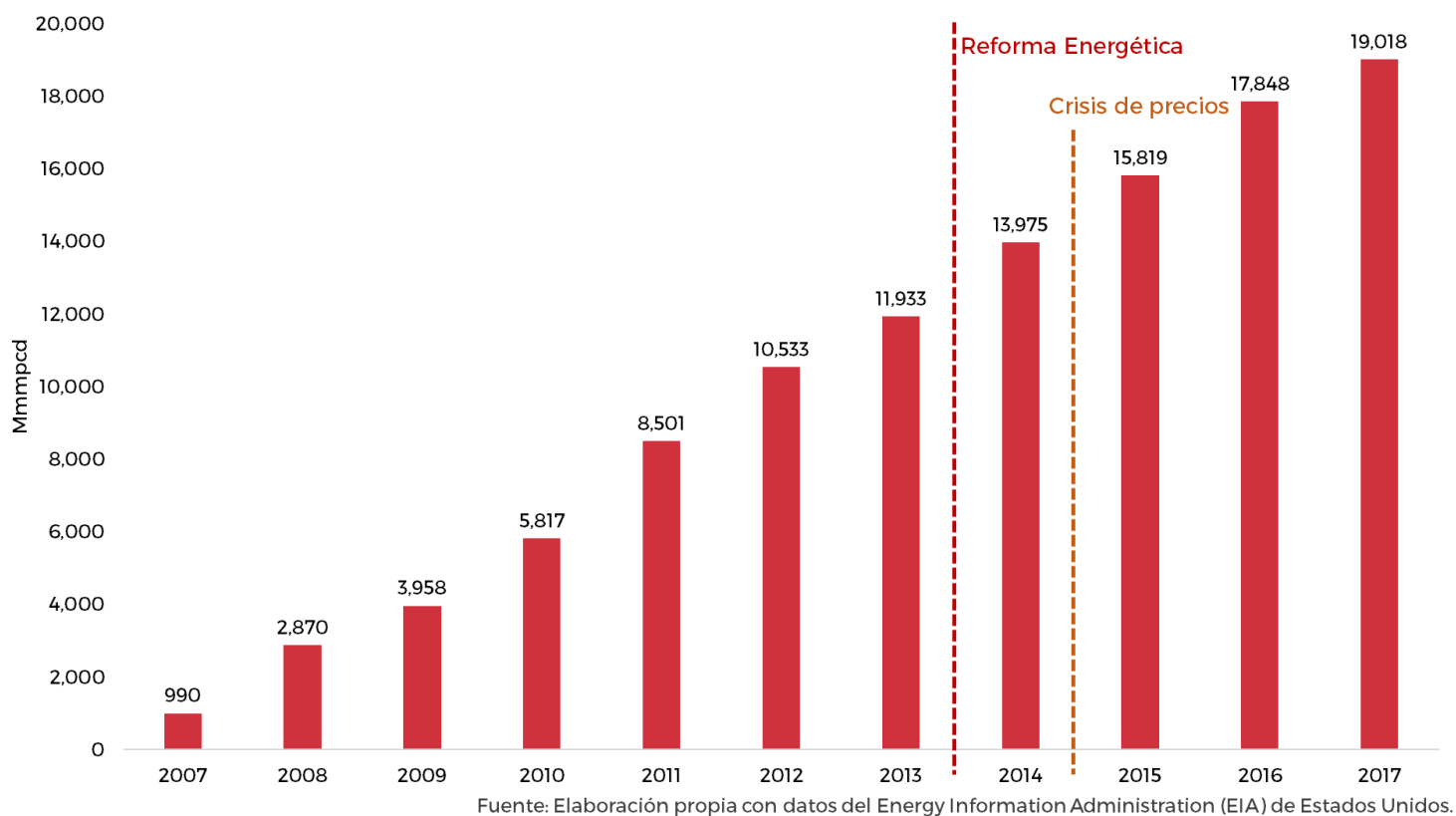
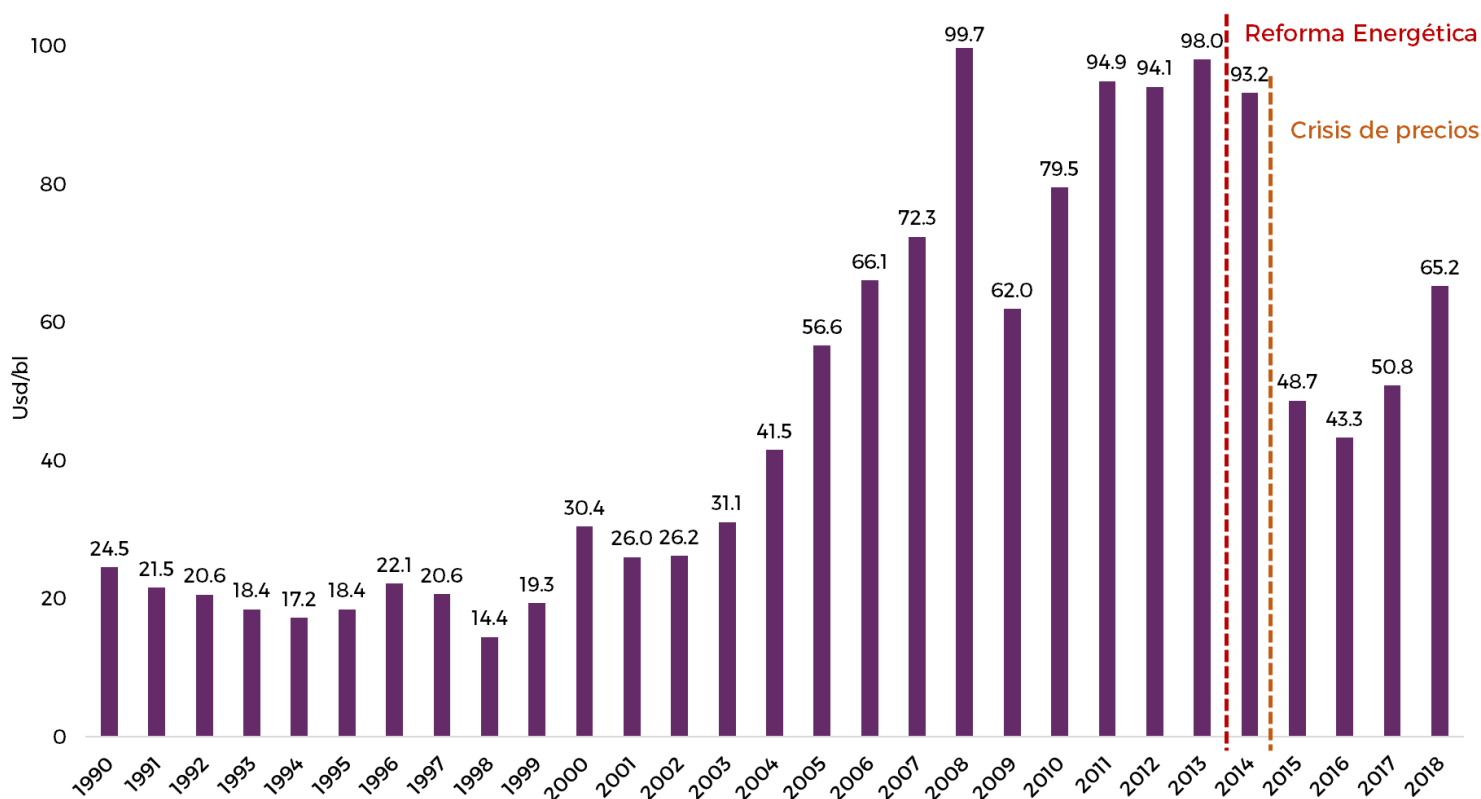


Figura 35. Producción de Shale Gas de Estados Unidos.²⁹

3.2.2 Precio de los principales crudos marcadores internacionales



Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos.

Figura 36. Histórico del precio por barril del crudo West Texas Intermediate (WTI).³⁰

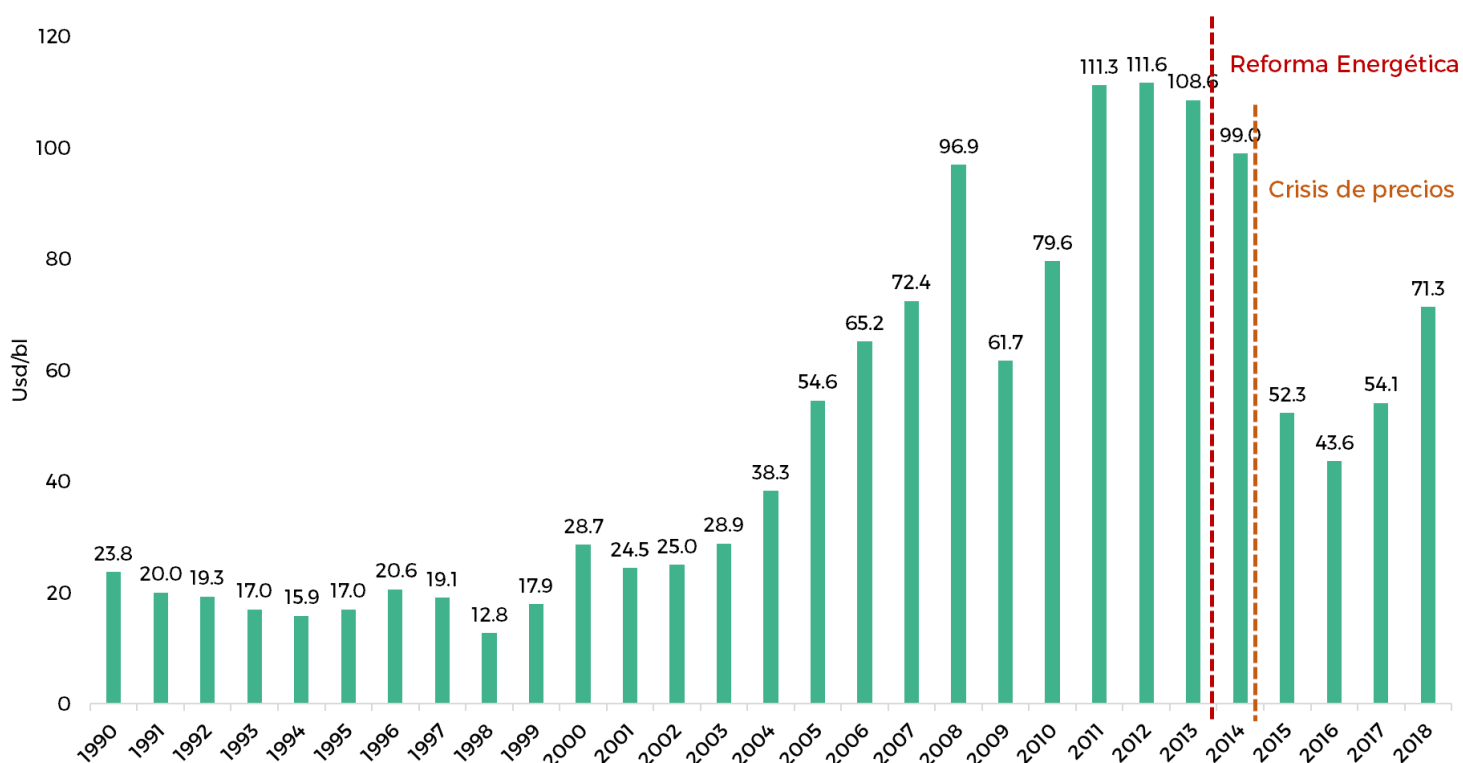
Los precios del crudo son el motor de la industria petrolera ya que éstos son los que diferencian a las reservas de los recursos contingentes, además de que ellos son los que establecen el aumento o decremento en las ganancias por la venta del crudo. Estos precios están afectados tanto por la oferta y la demanda como por una serie de eventos geopolíticos controlados principalmente por las potencias económicas y petroleras mundiales.

En el mercado son reconocidos principalmente tres crudos marcadores: i) el West Texas Intermediate (WTI) que es un aceite ligero con 39.6 °API proveniente del sur de Estados Unidos, ii) el Brent, un crudo ligero de 38.3 °API proveniente del Mar del Norte y referencia de los mercados europeos y iii) la canasta de precios de la OPEP, el cual es un crudo de referencia que proviene de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La OPEP fue creada desde sus inicios con la finalidad de controlar los precios del crudo a beneficio de las principales naciones exportadoras, esta organización está conformada por 14 países y tiene su sede en Viena, Austria. En total tienen control sobre aproximadamente el

43% de la producción mundial y el 83% de las reservas. En la Figura 38 se muestra el histórico de precios de la canasta de precios del crudo de la OPEP.

En los históricos de los tres crudos marcadores antes mencionados, se puede observar que manejan comportamientos muy similares. En el año 2008 sufrieron un aumento muy marcado derivado de la crisis mundial de ese año; el crudo WTI (Figura 36) es el único de los tres marcadores que alcanzó el precio máximo histórico en ese año (99.7 usd/b), mientras que los crudos Brent (Figura 37) y OPEP (Figura 38) alcanzaron sus máximos valores en el año 2012 con precios de 111.60 usd/b y 109.5 usd/b respectivamente.

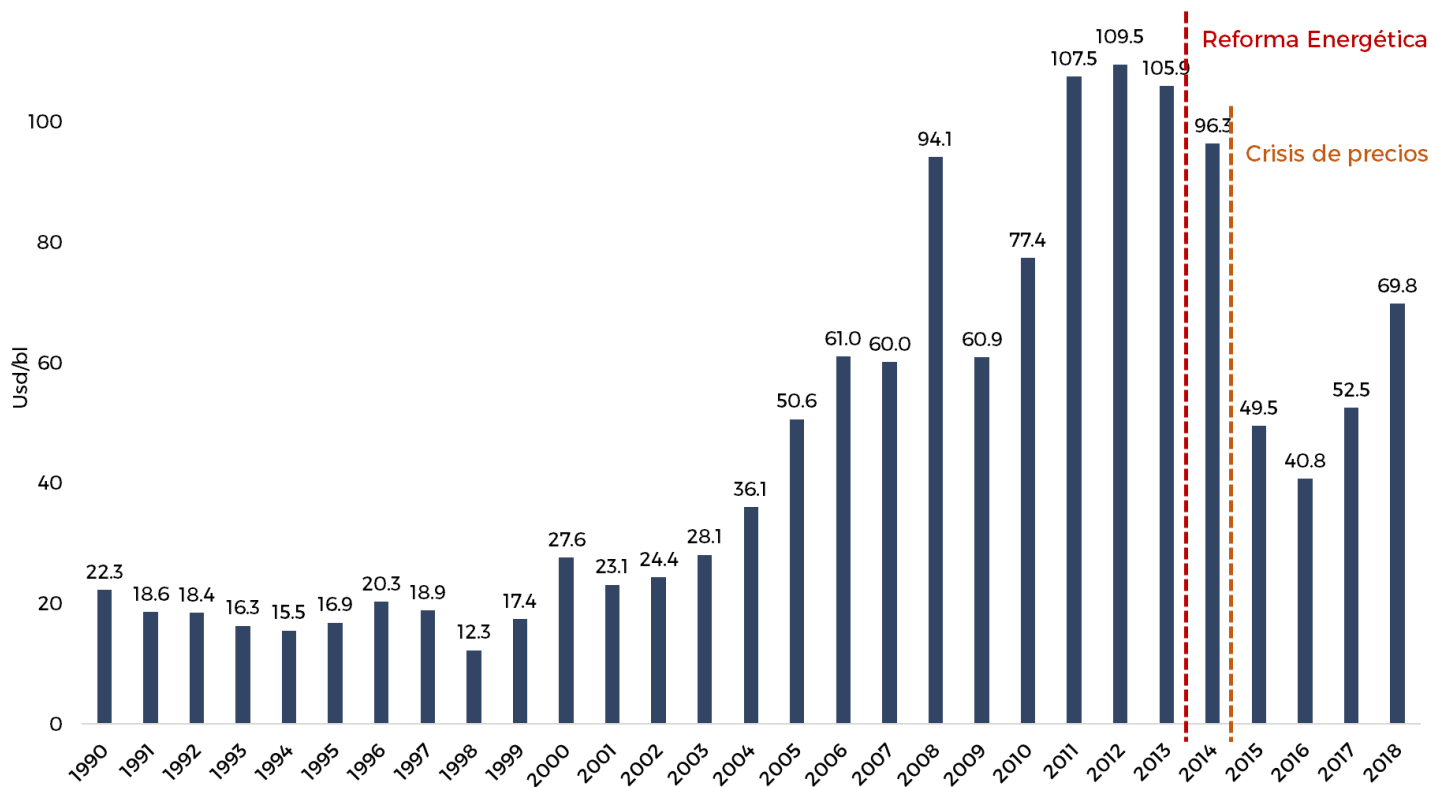


Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos.

Figura 37. Histórico precio del barril del crudo europeo Brent.³¹

En lo que corresponde a la crisis de precios del año 2015, los crudos marcadores analizados enfrentaron caídas cercanas al 50% de precio, situación que no había presentado anteriormente en los precios. Posteriormente, en el año 2016, los precios continuaron a la baja alcanzando niveles mínimos promedio, no observados desde el año 2004. Se cree que la crisis de precios estuvo íntimamente relacionada con el súbito crecimiento de producción de Estados Unidos a partir de la explotación de yacimientos no convencionales y la implementación del *fracking*.

En años recientes, los precios no han logrado recuperar sus máximos niveles. Para el 2018 los precios mostraron una tendencia positiva, sin embargo, la guerra comercial que se está llevando a cabo el presente año entre Estados Unidos y China, está provocando que los precios bajen derivado de la creencia de una disminución en la demanda y por consecuencia la existencia de un superávit.

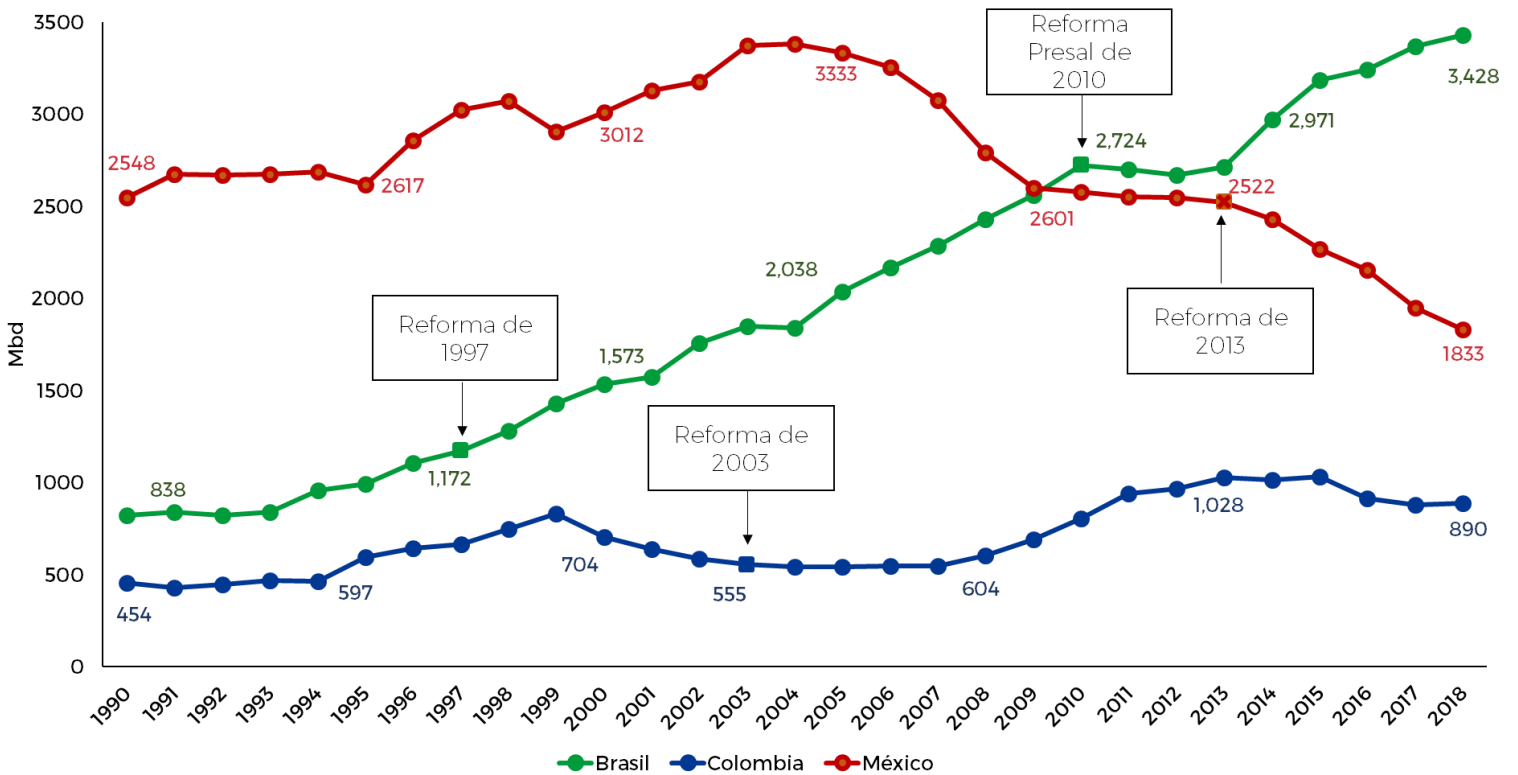


Fuente: Elaboración propia con datos de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Figura 38. Histórico precio del barril del crudo OPEP.³²

3.2.3 Indicadores en países que han sufrido Reformas Energéticas

Países latinoamericanos como es el caso de Colombia y Brasil, han sufrido cambios constitucionales similares a México en materia de energía. En el caso de Brasil, ha experimentado dos Reformas Energéticas, mientras que Colombia y Argentina han experimentado una. En esta sección se analizarán algunos indicadores para los países antes mencionados con la finalidad de realizar un comparativo de las Reformas Energéticas de estas naciones con la implementada en México.



Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos y PEMEX.

Figura 39. Histórico de producción de crudo de México, Colombia y Brasil.^{12, 33 y 34.}

La Figura 39 muestra el histórico de producción de Brasil y Colombia, enmarcando los años en los que ocurrieron las Reformas Energéticas. En el caso Brasil; la primer Reforma se presentó en el año de 1997 en el que se tenía una producción de 1.172 MMbd, en la Figura 39 se observa que incluso antes de que la Reforma fuese implementada, la tendencia de producción del país era al alza y con la Reforma de 1997 la tendencia continuó, llegando a incrementar en más de 1 MMbd. Posteriormente el país enfrentó una segunda Reforma en el año 2010, la cual estuvo enfocada a un tipo de yacimientos conocidos como presal ya que se encuentran debajo de una capa de sal en el lecho marino. A pesar de que la producción del país continuaba

con tendencias al alza, posterior a la implementación de esta Reforma, se observó una pequeña disminución de la producción durante los 3 años posteriores a la reforma, para después continuar incrementando. Actualmente, Brasil produce 2.256 MMbd más que antes de la implementación de su primer Reforma en materia Energética.

El caso Colombia es diferente al caso de Brasil, ya que previo a la implementación de su Reforma, la producción de hidrocarburos se encontraba en declinación con una producción de 555 Mbd. En Colombia tuvieron que pasar 5 años para dicha tendencia a la baja en la producción se revirtiera, ya que a partir del año 2008 la producción alcanzó niveles de 604 Mbd y continuó en incremento alcanzando su pico en el año 2015 con 1.03 MMbd, es decir, un incremento de 475 Mbd, duplicando aproximadamente lo que se producía previo a la implementación de su Reforma.

En las Reformas de Brasil, Colombia y México, se realizó una apertura que permite la participación de empresas privadas además de la principal participación de la empresa del Estado. En la Tabla 16 se muestra un comparativo de las empresas que se encuentran actualmente operando campos petroleros en los países correspondientes. A partir de la Tabla 16 puede observarse que Brasil cuenta con el mayor número de empresas, seguido por México y en último lugar se sitúa Colombia.

Tabla 16. Empresas operadoras por país.^{17,35 y 36}

País	Número de empresas operando al primer semestre de 2019
Brasil	126
México	114
Colombia	96

Con la finalidad de realizar una comparación más profunda entre países, México se compara únicamente con Brasil, ya que este país cuenta con mayor número de datos abiertos que permiten realizar un contraste de datos de este tipo.

Tabla 17. Comparativa de indicadores Seleccionados de las Reformas Energéticas de México y Brasil.^{17 y 35}

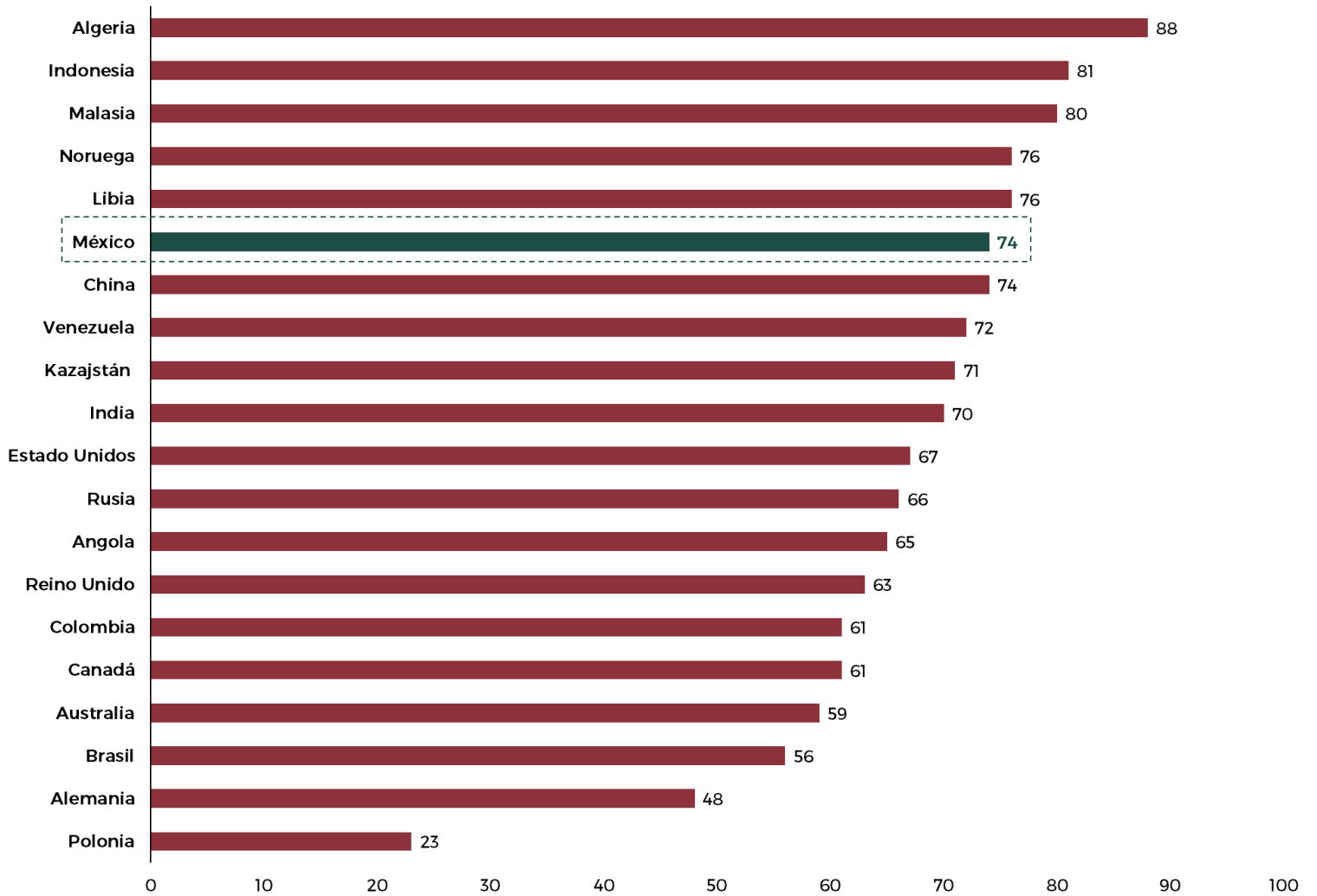
	México	Brasil
Bloques ofertados	158	4,663
Bloques adjudicados	105	1,075
Porcentaje de adjudicación	66%	23%
Área adjudicada (km²)	178,007	656,078
Contenido nacional exploración	16%	56%
Contenido nacional desarrollo	30%	64%
Bono a la firma (MMusd)	649.32	60480.81
Government Take	74%	56%

La Tabla 17 muestra un comparativo de indicadores de las Reformas de México y Brasil. Dentro de los marcadores seleccionados se aprecian algunos en los que México resulta superior -como lo son el porcentaje de adjudicación y el *government take*, y otros en los que aún existe una gran área de oportunidad resaltando principalmente los porcentajes de contenido nacional tanto en exploración como en desarrollo. Además, cabe resaltar que en Brasil se implementó la primera Reforma desde hace 12 años, mientras que México apenas cuenta con 6 años desde que se aprobó su correspondiente reforma y 4 años desde su implementación, motivo por el cual no es posible realizar un comparativo cuantitativo entre ambos países.

En el caso del contenido nacional, actualmente no existe una buena regulación en México, por lo que una de las maneras de garantizar que se realice de acuerdo con lo estipulado en las leyes mexicanas, sería establecer una regulación robusta en este ámbito en la que participen la SENER, la SHCP y la CNH, para que con ello podamos alcanzar porcentajes como los observados en Brasil.

Dentro de los indicadores seleccionados se muestra el referente a *Government Take*, el cual se define como la cantidad total de ingresos que un gobierno anfitrión recibe de la producción. Esta cantidad puede incluir impuestos, regalías y participación del gobierno.

México en la actualidad se sitúa como uno de los países que recibe mayores ganancias por cuenta de la industria petrolera privada. En la Figura 40 se presenta un comparativo entre 19 países (incluyendo México) del *government take* que obtienen debido a la producción petrolera por parte de compañías privadas. En esta figura se observa que México comparte el quinto lugar junto a China con el mismo porcentaje de ingresos para el Estado. Destaca además que México cuenta con el mayor *government take* dentro de las naciones americanas presentadas, superando a Estados Unidos, Canadá, Venezuela, Colombia y Brasil.



Fuente: Elaboración propia con datos de la consultora bcbg perspectives

Figura 40. Porcentaje de Government Take Recibido en Algunas Naciones del Mundo.³⁷

4. Análisis de Indicadores Petroleros

En este capítulo se examinan los indicadores obtenidos con la finalidad de observar el impacto de la Reforma en cada uno de ellos, de tal forma que se identifiquen las causas reales de la caída del sector en conjunto.

Como primer punto, se presenta la Tabla 18, en la que se observan los crecimientos o decrementos porcentuales al cierre del 2018 respecto al año 2013 para cada uno de los indicadores considerados para el análisis, con la finalidad de monitorear el desempeño del subsector energético de hidrocarburos. Algunos de estos indicadores fueron seleccionados por Del Río et al (2015) ya que se determinó que éstos se asociaban a los principales problemas detectados en el diagnóstico del sector energético, con la finalidad de evaluar si la Reforma Energética era consistente para atender los retos y oportunidades que enfrentaba el sector energético.

Tabla 18. Indicadores Seleccionados Antes y Después de la Reforma Energética.^{dd}

Indicador	Unidad	2013	2018	Tasa de Crecimiento
Reservas 2P	MMbpce	30,662.6	16,983	-44.61%
Producción de aceite	MMbd	2.5	1.8	-28.00%
Producción de gas	MMMpcd	6,370	4,847	-23.90%
Pozos terminados	Número de pozos	823	168	-79.59%
Plataforma de exportación	MMbd	1.189	1.184	-0.42%
Producción de gasolina	MMbd	437.31	207.11	-52.64%
Importación de gasolina	MMbd	358.27	594.32	65.88%
Importación de gasolinas/producción de gasolinas	Ratio	81.92%	286.95%	205.03%
Inversión extranjera directa en extracción de petróleo y gas	MMusd	51.1	761.2	1,389.62%
IED en extracción de petróleo y gas / IED Minería	Porcentaje	0.88%	54.01%	53.12%

Como resultado de la Tabla 18 se observa que de los 10 indicadores presentados, sólo los 2 correspondientes a la inversión extranjera presentan un crecimiento benéfico para el sector de hidrocarburos en México. Mientras que los otros 8, presentan decrementos o incrementos que resultan totalmente negativos para el sector.

Con la Tabla 18 se puede apreciar que la situación del país en materia de hidrocarburos se encuentra a la baja, además de que México ahora es dependiente de gasolinas del extranjero. Para dar solución a estos problemas es necesario robustecer la industria con mayores inversiones en exploración y producción para incrementar la plataforma de producción de crudo, tanto por parte de PEMEX como de privados, además de rehabilitar el Sistema Nacional de Refinación y permitir la participación de privados en esta parte de la cadena de valor de los hidrocarburos. En la Tabla 18 se observa que existió un incremento en cuanto a inversión

^{dd} Elaboración propia con datos de CNH, SENER y. Referencias 12, 14, 15 y 25.

extranjera, sin embargo este incremento no es suficiente para lograr un impulso en la industria nacional.

A continuación se muestra un análisis tomando en cuenta otros factores y no sólo el incremento o decremento de los indicadores, con el objetivo de determinar las causas de la situación crítica de la industria:

4.1 Caída de los precios del crudo 2014 - 2015

La caída de los precios del crudo entre 2014 y 2015 fue uno de los principales retos que enfrentó la Reforma Energética después de su etapa de implementación. La caída puede catalogarse como la mayor caída del precio del crudo del siglo, expresando en un decremento del precio promedio de la MME de 85.5 dólares por barril (usd/b) en el 2014 a 43.1 usd/bl en el 2015, lo que significó un decremento del 49.6%. La disminución del precio continuó hacia el 2016 con un promedio de 35.6 usd/bl que equivale a una tasa de decrecimiento del 58.4% respecto al 2014. Este suceso no sólo afectó a la industria de México, sino que afectó a todos los países exportadores de aceite, disminuyendo sus ingresos por la reducción del precio de venta.

La caída de los precios afectó al sector petrolero de México de diversas maneras:

- En cuanto a reservas, las 3P disminuyeron en 11.3% en el 2015, mientras que en el 2016 disminuyeron en 38%, lo cual no se había observado en 17 años, ambos decrecimientos fueron relacionados respecto al año 2014.
- La baja de precios tuvo dos efectos negativos en las reservas del país que ocasionaron:
 - i. La reducción del presupuesto exploratorio, lo que no permitió incorporar reservas en el corto plazo.
 - ii. La disminución de los volúmenes comerciales de hidrocarburos que se reflejan en las reservas, afectando el volumen de una parte de ellas y convirtiéndolas en recursos contingentes.
- La Reforma Energética tuvo sus primeras licitaciones públicas internacionales en el 2015, con la Ronda Petrolera 1 y la licitación 1.1. Debido a las condiciones de sobre oferta de crudo y precios bajos del mercado mundial, no existía un fuerte interés de las empresas multinacionales para invertir en México, por lo que las primeras Rondas de licitación presentaron los porcentajes de participación -14%- más bajos de toda la reforma.
- En la parte de comercialización de crudo en el extranjero, los bajos precios del crudo ocasionaron ingresos muy por debajo de lo presupuestado. A pesar de que en 2015 se incrementó la exportación de crudo en 30 Mbd, los ingresos disminuyeron en 48% respecto al año anterior como consecuencia de la caída del precio del petróleo. Con esto puede asumirse que el decremento fue proporcional a la caída de los precios de los hidrocarburos. Para el año 2016 se incrementó la plataforma de exportación de hidrocarburos en 52 Mbd respecto al 2014 (1.142 MMbd), sin embargo los ingresos

continuaron disminuyendo una tasa de decremento del 56% respecto al mismo a 2014.

- La disminución de ingresos por exportación de petróleo crudo fue la principal causa del déficit de la balanza comercial observado en 2015 y 2016, sin embargo este déficit continúa, a pesar de la recuperación del precio en 45% para el año 2018. Es importante destacar que desde la implementación de la Reforma Energética hay una disminución considerable en la producción de petrolíferos en el país resultando en una mayor importación de estos, lo cual puede atribuirse al déficit de la balanza comercial de productos petroleros.
- En cuanto a la producción de petrolíferos, los precios del crudo no se pueden relacionar con la baja en la producción de éstos con los indicadores recabados en este trabajo de tesis, sin embargo, después de la Reforma Energética se presentó una tasa de decremento del 5.5%, en la producción de petrolíferos, y después de la caída del precio del petróleo la tasa de decremento aumentó a 7.6% respecto a 2014, por lo que se observó un impacto mayor en la producción de petrolíferos.
- Es importante mencionar que la baja de los precios no sólo afectó a la Mezcla Mexicana de Exportación, si no que afectó al mercado mundial como se observa en las figuras: Figura 36, Figura 37 y Figura 38.

Existen diversos motivos por los que se cree que el precio del crudo cayó de manera tan drástica en 2015; una de las principales explicaciones es la explotación de reservas del *shale oil* y del *shale gas* por Estados Unidos, ya que a partir del año 2011 comenzó a reportar niveles representativos de este aceite, ocasionando que unos años después el país dejara importar hidrocarburos y pasara a ser el segundo país con mayor producción de hidrocarburos del mundo. Se cree que la producción excesiva a través de fracking, ocasionó una sobre oferta de los hidrocarburos y con ello una caída en los precios de los mismos.

La producción del shale oil alcanzó su pico de producción en el 2018 con 6.5 MMbd, sin embargo los analistas creen que el pico real se alcanzará en el año 2020 y a partir de ese momento comenzará con su declinación.

4.2 Mega yacimiento Cantarell

En el 2004 México alcanzó su pico histórico de producción con 3.4 MMbd de este volumen un 64% provenía de Cantarell, siendo el campo número uno costa afuera a nivel mundial y colocando a México como potencia productora de hidrocarburos. Durante más de 30 años, la economía dependía de la producción de petróleo que aportaba este campo, sin embargo, a finales de 2004 inició su agotamiento.

La declinación de Cantarell, según los expertos, marcó el fin de la era del petróleo de fácil acceso y bajos costos de extracción. Como consecuencia de ello, México entró en una fase de rendimientos decrecientes, ya que, a pesar de incrementar la inversión en más de 175 mil

millones de pesos en exploración y extracción de hidrocarburos, la producción nacional cayó 25.4% entre 2004 y 2013.

Después de la implementación de la Reforma Energética la producción nacional se encontraba en rezago debido al “efecto Cantarell” es decir, a la declinación del mega yacimiento.

A continuación se presenta un análisis del sector en cuanto a la producción e ingresos generados por el mega yacimiento Cantarell:

- Sin considerar la producción de Cantarell del histórico de producción nacional se puede observar lo siguiente:
 - A partir del año 2012 y hasta la actualidad se tiene el periodo más productivo en la historia del país, con un promedio de 1.9 millones de barriles de crudo al día.
 - Los años con mayor producción en la historia son 2012 y 2013 con 2.1 millones de barriles diarios.
 - El año 2004 es conocido por ser en el que se alcanzó el máximo nivel de producción (3.4 MMbd); sin embargo, al eliminar a Cantarell se observa que es el año con menor producción en los últimos 40 años con 1.2 millones de barriles diarios.
- A pesar de que en 2004 se registró la mayor producción del país, no existió un incremento considerable en el presupuesto para descubrir nuevos yacimientos. Sin embargo este mismo año se registraron 103 pozos de exploración terminados.
- En el caso de las inversiones referentes a refinación, el año 2004 destaca por ser el año con menores inversiones de los últimos 22 años.
- La aportación del yacimiento Cantarell a la industria petrolera mexicana, en términos de producción y finanzas públicas del país, podría ser considerado como *windfall profits* (ingresos extraordinarios), Ya que las probabilidades de encontrar un campo con reservas cercanas a Cantarell en territorio mexicano y con las mismas condiciones del precio del crudo son muy escasas, y cuando se presentaron, la administración de este campo no fue la adecuada.
- La realidad no es Cantarell. Se debe diseñar una industria petrolera moderna basada en los retos actuales y no dependiente de un solo yacimiento para evitar situaciones como el experimentado por el “efecto Cantarell”.

5. Conclusiones y recomendaciones

En esta tesis se presentó un análisis desde la década de los años 90 y hasta 5 años después de la implementación de la Reforma Energética. A través de las transformaciones realizadas al sector energético del 2013 al 2018 y se discutió sobre las causas de la caída de la plataforma de producción y la situación crítica de la industria nacional.

Si se considera solo la variación experimentada por los indicadores presentados en este trabajo antes y después de la implementación de la Reforma Energética, se puede observar lo que pudiera ser considerado como un declive de toda la industria petrolera, sin embargo; es pertinente reconocer que en el periodo de implementación de la reforma surgió la mayor crisis de precios de la historia del país como consecuencia, en parte, de la producción de los yacimientos *shales* por parte de Estados Unidos.

Al considerar la crisis en el precio del petróleo dentro del análisis se puede concluir que ésta es la principal causa de la situación crítica de la industria nacional, debido al impacto negativo en la incorporación de las reservas, la rentabilidad de los proyectos, los ingresos por parte de las exportaciones y la disminución del potencial de inversión para la Reforma Energética, entre otros.

Además de la caída de los precios, existe un rezago financiero debido a la mala administración del mega yacimiento Cantarell, ya que en el momento en que Cantarell se encontraba en auge, no se invirtió lo suficiente en materia de exploración y explotación que ayudaran a equilibrar la producción nacional y administrar de mejor manera a Cantarell. Este yacimiento llegó a representar el 65% de la producción nacional, es por ello que es comprensible que con su declinación presentada a partir del año 2005, la plataforma de producción nacional haya experimentado una caída.

En materia de refinación, también es claro que existió un abandono en inversiones, particularmente en 2004, con lo que es posible concluir que los problemas actuales en materia de producción de petrolíferos no son consecuencia directa de la Reforma Energética si no de la mala administración de gobiernos anteriores.

La Reforma Energética se realizó en un momento crítico para el país, ya que se enfrentaba con la declinación de Cantarell, atendiendo las necesidades del sector y de la economía nacional. Es esencial considerar que con la implementación de la Reforma Energética los beneficios de ésta no se alcanzarían de manera inmediata ya que los proyectos de exploración en los contratos del estado celebrados con privados plantean una duración del periodo de 2 años con posibilidad a extensión a 4 años en áreas terrestres y 4 años con posibilidad de extensión a 6 para aguas someras y aguas profundas, el tiempo que se necesita para llegar a obtener producción de estos proyectos dependerá de su éxito exploratorio. Un caso práctico puede observarse examinando el caso de Colombia en el que después de su Reforma Energética tuvieron que pasar 6 años para revertir la

declinación petrolera y 12 años después para duplicar la producción como consecuencia de su Reforma Energética.

A la fecha, la mayoría de contratos que se tienen con empresas privadas se encuentran en la etapa de exploración -solo los derivados de las rondas 1.2 y 1.3 en áreas terrestres deberían encontrarse en la etapa de desarrollo- y será el año 2029 -considerando una calendarización ideal en las etapas de los contratos- en el que los 107 contratos de las 3 rondas petroleras se encuentren en la etapa de desarrollo que es la etapa en la que comienza a observarse la producción de un campo.

Los resultados obtenidos al 2018 a partir de la Reforma Energética han sido considerados a nivel internacional como ejemplares. Destacan los 107 contratos adjudicados de 158 áreas ofertadas con un porcentaje de adjudicación de 67%, comprometiendo inversiones por 160 mil 912 MMUSD durante la vida de los contratos. De la utilidad promedio que las empresas obtengan, el 74% será para el Estado mexicano. Se han concluido 9 licitaciones con las cuales 73 nuevas empresas, provenientes de 20 naciones, se encuentran operando en México.

Se han realizado 4 descubrimientos de gran importancia derivado de las rondas petroleras: Amoca Mitzón y Tecoalli por parte de la empresa italiana ENI con reservas 1P de 60 MMbpce y un pico de producción esperado de 90 Mbd para el 2024; Zama por parte de las compañías Talos Energy Premier Oil y Sierra Oil con reservas 3P de 1,500 MMbpce, Hokchi por parte de Hokchi Energy con reservas estimadas 1P de entre 21 a 129 MMbpce y el campo Ichalkil - Pokoch por parte de Petrobal con un estimado de volumen recuperable de 455 MMb de aceite y 567,000 MMpc de gas.

Realizando la comparación de indicadores propios de la Reforma mexicana con los de otros países como Brasil, se observa que México cuenta con un mayor porcentaje de *Government Take* y éxito de adjudicación, sin embargo, indicadores como contenido nacional tanto en exploración como en desarrollo, México se queda muy por debajo de lo observado en otros países.

Para que el porcentaje de contenido nacional aumente en México, es necesario que exista inicialmente una regulación sólida que permita facilitar la presentación y verificación de la información sobre contenido nacional y la integración de catálogos de bienes y servicios, lo que permitirá evaluar avances y direccionar los esfuerzos a sectores y regiones específicas. Además, es necesario que el gobierno de México continúe invirtiendo en investigación y capacitación de recursos de humanos en temas como lo son proyectos en aguas profundas, ya que sin recursos mexicanos disponibles es imposible que el contenido nacional aumente en este tipo de proyectos.

Por lo anterior es preciso mencionar que la Reforma Energética cuenta con muchas áreas de oportunidad de mejora, destacando la industria de petrolíferos, ya que a partir de la implementación de la Reforma Energética sólo se observó un aumento en la importación de estos y una baja considerable en la producción de refinados, lo cual afecta totalmente la seguridad energética del país al convertirlo en un país importador.

La Reforma Energética se llevó a cabo con la finalidad de rediseñar la industria petrolera mexicana basada en los retos actuales. Uno de sus principales objetivos fue revertir las tendencias a la baja en la producción, para ello, además de incrementar la inversión se requiere también diversificarla: incursionando en todo tipo proyectos, desde campos en tierra hasta proyectos de alto riesgo y complejidad tecnológica como pueden ser los proyectos en aguas profundas y los yacimientos no convencionales.

El 79% de los recursos prospectivos de México se encuentran en aguas profundas, yacimientos no convencionales y campos maduros, por lo que además de invertir en la exploración y desarrollo de proyectos nuevos, es de vital importancia que se propicie la implementación de técnicas de recuperación mejorada para lograr incrementar la producción nacional.

Abreviaturas y Siglas

API	American Petroleum Institute
APU	Acuerdo Preliminar de Unificación
ARES	Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
CAS	Coordinación de Asesores del Secretario
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CIEPs	Contratos Integrales de Exploración y Producción
CHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DEA	Deutsche Erdoel Ag
DOF	Diario Oficial de la Federación
Hc	Hidrocarburo
Km ²	Kilómetros cuadrados
m	Metros
Mbd	Miles de barriles diarios
Mbdpce	Miles de barriles diarios de petróleo
MMb	Millones de barriles
MMbd	Millones de barriles diarios

MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMdp	Millones de pesos
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
MMMpcd	Miles de millones de pies cúbicos diarios
MMMUSD	Miles de millones de dólares
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMUSD	Millones de dólares
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PMT	Programa Mínimo de Trabajo
SENER	Secretaría de Energía
TLCAN	Tratado de Libre Comercio
USD/b	Dólares por barril
WTI	West Texas Intermediate
ZEE	Zona Económica Exclusiva

Referencias

1. BP. (2019). BP Statistical Review of World Energy. Recuperado de: <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
2. Agencia Internacional de Energía (2019). Oil Statistics. Recuperado de: <https://www.iea.org/statistics/oil/>
3. Romo, D. (2015). The Cantarell Oil Field and the Mexican Economy. *Problemas Del Desarrollo*, 46(183).
4. PEMEX. Anuarios Estadísticos. Recuperado de: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
5. Secretaría de Energía. Subsecretaría de Hidrocarburos (2018).
6. Brown, J. (1993). *Oil and Revolution in Mexico*. Los ángeles: University off California Press.
7. Meyer, L. (1981). *México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero (1917-1942)*. México: El Colegio de México.
8. Ortega Lomelín, R. (2016). *La evolución constitucional de la energía a partir de 1917* (ed. 1). Ciudad de México: Secretaría de Cultura.
9. PEMEX (2013), *Historia de Petróleos Mexicanos*, Recuperado de: <http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/historia-pemex.aspx>
10. Amexhi. (2018). *Agenda 2040 Transformando a México [E-book]*. Ciudad de México. Recuperado de: <https://amexhi.org/2040/VISION2040AMEXHI.pdf>.
11. Garaicochea, P. F. (2006). *La explotación irracional de Cantarell, su origen, su costo y como evitarla*.
12. PEMEX. Base de Datos Institucional. Recuperado de: <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>
13. Narro Robles. (2013). *En materia energética se necesita romper ataduras, pero sin sacrificar soberanía: Narro Robles*. Recuperado de: <http://comunicacion.senado.gob.mx/index.php/informacion/boletines/9262-boletin-447-en-materia-energetica-se-necesita-romper-ataaduras-pero-sin-sacrificar-soberania-narro-robles.html>.
14. Rondas México. (2015). Recuperado de: <https://rondasmexico.gob.mx/>
15. Portal CNIH. (2015). Recuperado de <https://hidrocarburos.gob.mx/>
16. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Empresas. Recuperado de: <https://empresas.hidrocarburos.gob.mx/>
17. Rondas México. Administración de Contratos. Recuperado de: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/>
18. CNH. (2019). Mapas ARES. Recuperado de: <https://cnh.gob.mx/informacion/mapas-ares?tab=5596>.
19. Secretaría de Energía. (2017). *Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos*. Recuperado de:

- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/272389/Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento_M_nimo_de_Petrol_feros.pdf
20. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Reservas de Hidrocarburos. Recuperado de: <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>
 21. PEMEX. (2016). Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2016. Recuperado de: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/160101_rh_00_vcr.pdf
 22. CNH. Sistema de Información de Hidrocarburos. Recuperado de: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
 23. PEMEX. Informe Anual. Recuperado de: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/Informe-Anual.aspx>
 24. SENER. (2018). Prontuario Estadístico de Petrolíferos. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/399709/Prontuario_estad_stico_petrol_feros_agosto_18_acc.pdf
 25. SENER. Sistema de Información Energética. Recuperado de: <http://sie.energia.gob.mx/>
 26. BANXICO. Balanza de Productos Petroleros. Recuperado de: <https://www.banxico.org.mx/SielInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=1&accion=consultarCuadro&idCuadro=CE121&locale=es>
 27. BP. Oil Production. Recuperado de: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/oil.html.html#oil-production>
 28. U.S. Energy Information Administration (EIA). Tight oil production estimates by play. Recuperado de: <https://www.eia.gov/petroleum/data.php#crude>
 29. U.S. Energy Information Administration (EIA). U.S. Natural Gas Gross Withdrawals from Shale Gas. Recuperado de: https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_fgs_nus_mmcfa.htm
 30. U.S. Energy Information Administration (EIA). Cushing, OK WTI Spot Price FOB. Recuperado de: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RWTCD.htm>
 31. U.S. Energy Information Administration (EIA). Europe Brent Spot Price FOB. Recuperado de: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/rbrteD.htm>
 32. OPEP. OPEP Basket Price. Recuperado de: https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm
 33. U.S. Energy Information Administration (EIA). Brazil Oil Production. Recuperado de: <https://www.eia.gov/beta/international/country.php?iso=BRA>
 34. U.S. Energy Information Administration (EIA). Colombia Oil Production. Recuperado de: <https://www.eia.gov/beta/international/country.php?iso=COL>
 35. Agencia Nacional do Petroleo Gas Natural e Biocombustiveis. Recuperado de <http://www.anp.gov.br/>
 36. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombia. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Paginas/inicio/defaultANH.aspx>
 37. Global Oil and Gas Review. (2018). BCGB Perspectives.

38. Maya Villazón, E. (2016). El impacto de la crisis petrolera en los ingresos del Gobierno Nacional Central – GNC. Boletín Macro Fiscal 16 (ed. 16) Bogotá: Contraloría General de la República.
39. Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras. (2019). Informe Estadístico Sobre el Comportamiento de la Inversión Extranjera Directa en México [E-book]. Ciudad de México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/442866/Informe_Congreso-2018-4T.pdf
40. Del Río Monges, J., & Rosales Reyes, M. (2018). Reforma Energética: balance de cierre a 2018. Notas Estratégicas, (28), 1-22.
41. International Energy Agency. (2016). Mexico Energy Outlook [Ebook]. Paris.
42. Wood Mackenzie. (2018). Viva Mexico! How the historic Energy Reform transformed the country's oil fortunes [Ebook].
43. Wood Mackenzie. (2018). Mexico Upstream Summary [Ebook].
44. Gobierno de México. (2015). Reforma Energética [E-book]. Ciudad de México. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf
45. Marzo Carpio, M. (2015). El Desplome 2014-2015 de los Precios del Crudo: Causas y Previsiones a Corto Plazo. [E-book]. Barcelona: Funseam.
46. Barriga Salazar, F. El Petróleo y la Crisis Económica Mundial: una mezcla explosiva. Polemika, 36-43.
47. Daicz, L., & Monlezún, G. (2016). El derrumbe del precio del petróleo y sus consecuencias para América Latina [E-book]. Buenos Aires: Ministerio de Relaciones y Culto. Recuperado de: <http://www.cei.gov.ar/userfiles/Panorama%20Global.pdf>
48. Kilian, L. (2016). The Impact of the U.S Fracking Boom on the Price of Oil and on Arab Oil Producers. [E-book]. University of Michigan. Recuperado de: <https://www.bankofcanada.ca/wp-content/uploads/2016/05/impact-us-fracking-boom-price.pdf>
49. Frondel, M, et al. (2018). The U. S. Fracking Boom: Impacts on Global Oil Prices and OPEC. [E-book]. IAEE Energy Forum.
50. Wood Mackenzie. (2016). Mexico's Round One onshore results: the creation of a private E&P sector [Ebook].
51. Wood Mackenzie. (2015). Mexico's Round One - shallow-water development opportunities [Ebook].
52. PEMEX. (2013). PEMEX, la industria petrolera y la Reforma Energética. Presentación.