

Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019



Septiembre 2017

Índice

Contenido

Introducción	3
1. Marco normativo.....	4
1.1.Ley de Hidrocarburos y Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.....	4
2. Ronda Cero.....	5
3. Ronda Uno.....	7
4. Ronda Dos.....	11
5. Ronda Tres.....	16
6. Política energética.....	16
6.1.Restitución de reservas.....	16
7. Recursos de hidrocarburos en México.....	17
7.1.Provincias geológicas y petroleras.....	17
7.2.Recursos petroleros.....	19
7.2.1. Reservas de hidrocarburos	21
7.2.2. Volumen remanente de hidrocarburos.....	22
7.3.Recursos prospectivos.....	23
7.4.Distribución de reservas por entidad federativa	25
8. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019.....	27
8.1.Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	30
8.1.1. Aguas profundas.....	32
8.1.2. Aguas someras.....	33
8.1.3. Áreas terrestres convencionales.....	34
8.1.4. Áreas terrestres no convencionales.....	35
8.2.Áreas para la extracción de hidrocarburos.....	36
8.2.1. Aguas profundas.....	36
8.2.2. Aguas someras.....	38
8.2.3. Áreas terrestres convencionales.....	39
8.2.4. Áreas terrestres no convencionales.....	40
9. Áreas por entidad federativa.....	41

10. Modificaciones al Programa Quinquenal.....	45
10.1. Devolución o renuncia de áreas de Asignación.....	46
10.2. Actualización y modificación en alcance de proyectos y políticas clave	46

Introducción

La Reforma Energética implica una transformación profunda del marco legal e institucional del sector energético de México, que busca promover el aprovechamiento sustentable y eficiente de nuestros recursos naturales para detonar el potencial del sector y contribuir al desarrollo del país.

En el nuevo contexto institucional se desarrolló el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, documento indicativo que sienta una base para la definición de las licitaciones a realizarse en un horizonte de cinco años.

En 2015, derivado de la propuesta realizada por la CNH y del análisis de diversos elementos de política pública y de los derechos establecidos en los títulos de asignación otorgados en la Ronda Cero, la Secretaría de Energía (SENER) publicó la primera versión del Plan Quinquenal a partir de la propuesta realizada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

En 2016, gracias a la experiencia y reconocimiento obtenidos en la Ronda Uno y en cumplimiento a lo establecido por el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la SENER, con el apoyo técnico de la CNH realizó el ejercicio de revisión y evaluación del Plan Quinquenal, con la intención de incentivar la inversión en el sector petrolero nacional para incrementar el conocimiento del subsuelo, la tasa de restitución de reservas y los niveles de producción de petróleo y gas y ampliar la capacidad del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos terrestres convencionales y terrestres no convencionales, así como en aguas someras y aguas profundas.

Por tratarse de un documento indicativo, la ejecución efectiva de los procesos de licitación puede variar con relación a lo establecido en el mencionado Plan. De ahí que, en cumplimiento a los principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez, así como a lo establecido por el artículo 88 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 20, fracción V del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, se dispone la publicación de las adecuaciones y actualizaciones al Plan Quinquenal de manera mensual a través del presente Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Las adecuaciones y actualizaciones al Plan Quinquenal formarán parte del presente Programa, el cual, al 30 de septiembre de 2017, sólo refleja aquellos ajustes necesarios realizados a partir de la publicación del Plan Quinquenal.

1. Marco normativo

1.1. Ley de Hidrocarburos y Reglamento de la Ley de Hidrocarburos

Derivado de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, el 11 de agosto de 2014, se expidió la Ley de Hidrocarburos, ley reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo, y 28, párrafo cuarto de la Constitución. Los artículos 29, fracción II, y 31, fracción II, de ésta establecen que la SENER aprobará y emitirá el Plan Quinquenal con base en la propuesta de la CNH. En este sentido, el artículo 88, fracción II de la referida Ley establece que corresponde a la SENER poner a disposición del público el Programa Quinquenal de Licitaciones de las áreas a concursar en Contratos para la Exploración y Extracción.

El Plan Quinquenal comprende las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos que se pretende licitar en cinco años. Estos procesos de licitación serán públicos, abiertos e internacionales y ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contrato y lineamientos técnicos definidos por la SENER y los términos fiscales establecidos por la SHCP. Se encuentra regulado en los artículos 26, 27 y 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.¹ Este ordenamiento señala que durante el mes de junio del primer año de cada quinquenio, la CNH enviará la propuesta del Plan Quinquenal a la SENER.

Asimismo, de acuerdo con los artículos 88, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 20, fracción V del Reglamento de la SENER, corresponde a la Dirección General de Contratos Petroleros poner a disposición del público, de forma mensual, la información sobre las áreas a concursar en Contratos para la Exploración y Extracción, incluyendo su Programa Quinquenal.

¹ Diario Oficial de la Federación. 2014. REGLAMENTO de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31/10/2014. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366671&fecha=31/10/2014, consultado el 4 de agosto del 2016.

2. Ronda Cero

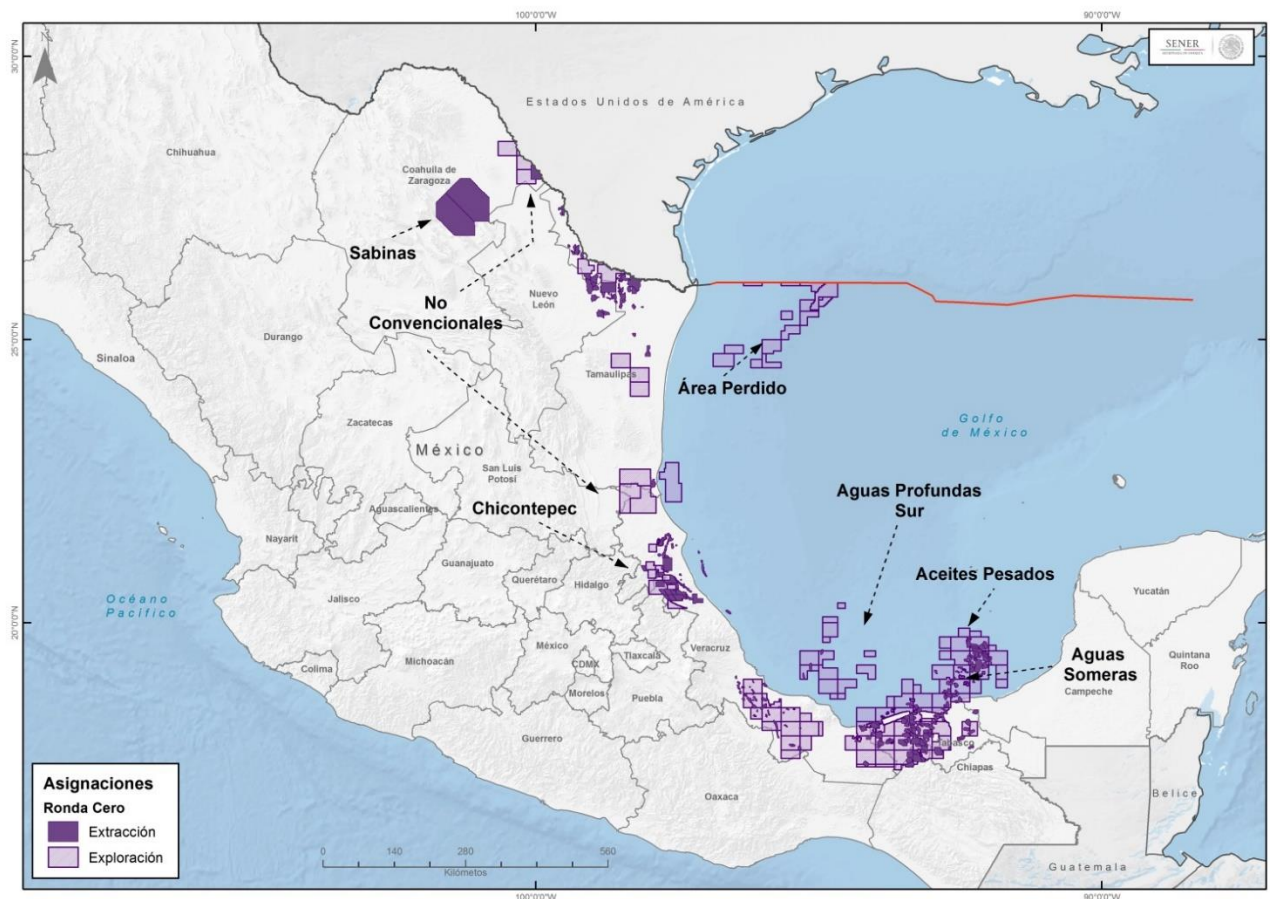
La SENER, con asistencia técnica de la CNH, fue la encargada de adjudicar a PEMEX las asignaciones a las que se refiere el Transitorio Sexto del Decreto. Para tal efecto, en la Constitución se estableció un procedimiento mediante el cual PEMEX solicitó a la SENER la adjudicación de las áreas en exploración y los campos en producción en los que demostrara contar con capacidades técnicas, financieras y de ejecución, para operar de manera eficiente y competitiva. El proceso fue denominado “Ronda Cero”.

El 13 de agosto de 2014, la SENER otorgó a PEMEX 489 Asignaciones, de las cuales 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados hasta que el Estado las licite.² En este proceso, la SENER contó con la asistencia técnica de la CNH para evaluar las capacidades técnicas, financieras y de ejecución de PEMEX para cada área en exploración o campo en extracción que la empresa productiva del Estado solicitó el 21 de marzo de 2014. A partir de este proceso se estableció un balance entre los recursos que PEMEX operará en el mediano plazo y los que el Estado administrará y otorgará a través de licitaciones posteriores.

El siguiente mapa [Mapa 1] muestra la localización de las asignaciones otorgadas en Ronda Cero, en el cual se enfatiza que una parte importante de las áreas de exploración se encuentra en aguas someras, en las que PEMEX ha demostrado tener un alto desempeño a nivel internacional.

² SENER. 2014. Ronda Cero. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf, consultada el 6 de agosto de 2016.

Mapa 1. Asignaciones otorgadas a PEMEX, Ronda Cero



En términos de reservas probadas y probables (2P) se asignó a PEMEX un volumen de 20,589 MMbpce [Tabla 1], es decir, prácticamente 100% de lo solicitado. Con estas reservas, la empresa podría mantener una producción de 2.5 millones de barriles diarios (MMbd) por 15.5 años. En términos de recursos prospectivos, se asignó a PEMEX 23,447 MMbpce, equivalentes a 68% de lo solicitado.

De esta manera, a nivel nacional, PEMEX cuenta con 83% de las reservas 2P y 21% del recurso prospectivo del país.

En 2014, los campos que no fueron asignados a PEMEX y que se encontraban disponibles para licitaciones del Estado, contaban con recursos clasificados como reservas 1P del orden de 977 MMbpce, 2P por aproximadamente 4,419 MMbpce y 3P por hasta 11,096 MMbpce, de acuerdo con las estimaciones al 1 de enero de 2014. Con respecto a los recursos prospectivos, el Estado contaba con un volumen de 89.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), disponible para ser licitado por el Estado.

Adicionalmente, la Ley de Hidrocarburos permite a PEMEX solicitar la migración de las asignaciones de las que sea titular a nuevos contratos para la exploración y extracción. Este proceso debe ser autorizado por la SENER, con asistencia técnica de la CNH, conforme a los términos fiscales que establezca la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Al cierre del 2016, PEMEX solicitó la migración de 23 asignaciones a once contratos de exploración y extracción, manifestando su interés en celebrar, según sea el caso, una alianza o asociación con

personas morales considerando la complejidad técnica y alto requerimiento de capital de las áreas y campos a desarrollar. Los campos comprendidos en dichas solicitudes son los siguientes: Ek, Balam, Boluntikú, Sinán, Ogarrio, Rodador, Samaria, Ayatsil, Tekel, Utsil, Cárdenas, Mora, Kunah, Piklis, Trion, Ayin, Batsil, Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap.

Para el caso de Trion, PEMEX solicitó la migración de dos asignaciones (AE-0092-Cinturón Subsalino-10 y AE-0093-Cinturón Subsalino-11) a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Tabla 1. Otorgamiento de reserva 2P y recursos prospectivos a PEMEX en Ronda Cero
Información al 1 de enero de 2014 (MMbpce)

Recurso	Volumen otorgado (MMbpce)	Otorgado / Solicitado (%)	Superficie otorgada (km ²)
Reservas 2P	20,589	100	17,010
Recurso Prospectivo	23,447	68	72,897
Convencional	18,222	71	64,489
No convencional	5,225	59	8,408

Estimaciones CNH y SENER. Fuente: Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV 2014 y Base de Datos Reservas al 1 de enero 2014.

3. Ronda Uno

La Ronda Uno comprendió una serie de licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, llevadas a cabo por el Estado mexicano. La primera aproximación de la Ronda Uno se presentó el 13 de agosto de 2014 y consistió en un portafolio de áreas y campos de diversas categorías. Fue la ronda fundacional de los procesos de licitación.³

El diseño original de la Ronda Uno consideró un balance de oportunidades de exploración, el cual incluyó áreas en producción y áreas poco exploradas, así como recursos de yacimientos convencionales y no convencionales de alto potencial prospectivo. El objetivo de este diseño fue crear una industria robusta con empresas especializadas en los distintos tipos de áreas y campos que complementen las actividades de PEMEX.

Los criterios utilizados para definir la Ronda Uno incluyeron:

- El potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en el corto plazo;
- El potencial para incorporar nuevas reservas, y
- El potencial para incrementar los recursos prospectivos.

La Ronda Uno incluyó 54 áreas contractuales para exploración y extracción de hidrocarburos, que abarcan una superficie superior a los 29 mil km².

³ CNH. 2015. Ronda Uno. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/r01-licitaciones/>, consultado el: 19 de septiembre de 2016.

El 11 de diciembre de 2014, la CNH publicó la Primera Convocatoria de la Ronda Uno, así como las bases del proceso de licitación. Esta convocatoria incluyó 14 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida. La superficie total de los 14 bloques licitados asciende a 4,222 km². El 15 de julio se llevó a cabo la apertura de las propuestas y se adjudicaron los dos primeros contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos a partir de la Reforma Energética. Los licitantes ganadores se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2. Licitantes ganadores de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno.

Área Contractual	Licitante Ganador
Bloque 2	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.
Bloque 7	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.

El 27 de febrero de 2015 se publicó la Segunda Convocatoria para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en nueve campos agrupados en cinco áreas contractuales localizados en aguas someras. En esta ocasión los campos en concurso incluían reservas certificadas con una superficie total 280.9 km². El 30 de septiembre de 2015 se llevó a cabo el acto de presentación de propuestas y se adjudicaron tres de las cinco áreas contractuales ofertadas. Esta fue la primera licitación para la cual los valores mínimos establecidos por la SHCP fueron publicados días antes de la apertura de propuestas. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 3. Licitantes ganadores de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno.

Área Contractual	Campo(s)	Licitante Ganador
Área Contractual 1	Amoca, Miztón, Tecoalli	Eni International
Área Contractual 2	Hokchi	Pan American Energy LLC / E&P Hidrocarburos y Servicios
Área Contractual 4	Ichalkil y Pokoch	Fieldwood Energy LLC / Petrobal

El 12 de mayo de 2015 se anunció la Tercera Convocatoria, la cual consideró 25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres. Con esta convocatoria se buscó impulsar el desarrollo de empresas mexicanas, existentes y de nueva creación. La extensión territorial total de las áreas es de 777.6 km². Para esta licitación se utilizó un contrato de licencia y el 15 de diciembre de 2015, se presentaron las ofertas y adjudicaron las 25 áreas contractuales. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 4. Licitantes ganadores de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno.

Área Contractual	Campo(s)	Licitante Ganador
1	Barcodón	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.

2	Benavides Primavera	Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. en consorcio con Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V.
3	Calibrador	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
4	Calicanto	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.
5	Carretas	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
6	Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
7	Cuichapa Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.
8	Duna	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.
9	Fortuna Nacional	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
10	La Laja	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
11	Malva	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
12	Mareógrafo	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
13	Mayacaste	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.
14	Moloacán	Canamex Dutch B.V. en consorcio con Perfolat de México, S.A. de C.V. y American Oil Tools S. de R.L. de C.V.
15	Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
16	Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V. y Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.
17	Paso de Oro	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
18	Peña Blanca	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
19	Pontón	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
20	Ricos	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
21	San Bernardo	Sarreal, S.A. de C.V.
22	Secadero	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. en consorcio con Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.
23	Tajón	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
24	Tecolutla	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
25	Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.

Durante el mes de diciembre de 2015 se publicó la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno, mediante la cual inició el proceso de licitación de diez áreas con un contrato de licencia en aguas profundas y ultra profundas. Cuatro áreas contractuales se localizan en el Cinturón Plegado Perdido con una extensión de 8,218 km², y seis se encuentran en la Cuenca Salina del Istmo, con una extensión de 15,617 km². El 5 de diciembre de 2016 se realizó la presentación de propuestas para dicha licitación y se adjudicaron ocho de las 10 áreas. El 28 de febrero de 2017 se suscribió el Contrato correspondiente al Área Contractual 3 de la sub provincia petrolera Cinturón Plegado Perdido. Los Contratos de las 7 Áreas Contractuales restantes, se suscribieron el 10 de marzo de 2017. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 5. Licitantes ganadores de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno.

Área Contractual	Región	Licitante Ganador
1	Cinturón Plegado Perdido	China Offshore Oil Corporation E&P Mexico
2		Total y ExxonMobil
3		Chevron, Pemex e Inpex
4		China Offshore Oil Corporation E&P Mexico
1	Cuenca Salina	Statoil, BP y Total
3		Statoil, BP y Total
4		PC Carigali y Sierra
5		Murphy, Ophir, PC Carigali y Sierra

El 28 de julio de 2016, una vez notificada la procedencia de la migración y determinados el tipo de contrato y los términos fiscales del mismo, la CNH publicó la convocatoria y las bases de la licitación dirigidas a empresas interesadas en establecer alianzas estratégicas con PEMEX que pudieran demostrar solvencia y con capacidad y experiencia probadas en el Área Trion, que se encuentra en el Cinturón Plegado Perdido, tiene una superficie de 1,285 km² y cuenta con un volumen técnicamente recuperable 3P de 485.4 MMbpce.

Asimismo, el 5 de diciembre de 2016 se realizó la apertura de propuestas para la asociación de Trion con Pemex. La empresa que resultó ganadora fue BHP Billiton de Australia, dado que ofreció el valor máximo establecido por la SHCP de 4% para el Valor de la Regalía Adicional y un pago para desempate de USD 624,000,000 (seiscientos veinticuatro millones). El Contrato correspondiente a dicha Área Contractual fue suscrito el pasado 03 de marzo de 2017.

De esta manera, el Estado promueve la actividad petrolera en áreas que no habían sido atendidas por falta de financiamiento, capacidad de ejecución o tecnología, ya sea a través de licitaciones o por medio de asociaciones de PEMEX con empresas privadas a fin de atraer capital, diversificar riesgos y fortalecer los ingresos petroleros del Estado.

4. Ronda Dos

En la Ronda Dos a diferencia de las convocatorias de la Ronda Uno, se consideran áreas contractuales para exploración con descubrimientos, que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables, así como impulsar la creación de empleos y encadenamiento productivo de manera eficaz.

En la primera Convocatoria de la Ronda Dos, anunciada el 20 de julio de 2016, se conformó por 15 áreas contractuales en las Cuencas del Sureste, Tampico Misantla y Veracruz. Aproximadamente 51% del área no adjudicada durante la 1ª y 2ª convocatorias de la Ronda Uno se incluyó en esta primera Convocatoria de la Ronda Dos. En total, se licitó una extensión territorial de 8,900 km², con recursos prospectivos promedio de 180 MMbpce por área contractual, de acuerdo a la información de la CNH, en estos bloques se podrá encontrar aceite ligero, aceite pesado, gas húmedo y gas seco. El 19 de junio de 2017 se realizó la presentación de propuestas para dicha licitación y se adjudicaron 10 de las 15 áreas. La modalidad contractual en las áreas fue de producción compartida y la propuesta ganadora, al igual que las licitaciones anteriores, fue aquella que ofreció una mayor participación del Estado en las utilidades y el mayor compromiso de inversión adicional. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Licitantes ganadores de la Primera Convocatoria de la Ronda Dos.

Área Contractual	Licitante Ganador
2	DEA Deutsche y Pemex
6	PC Carigali y Ecopetrol Global
7	ENI México, Capricorn Energy y Citla Energy
8	Pemex y Ecopetrol
9	Capricorn Energy y Citla Energy E&P
10	ENI México
11	Repsol Exploración y Sierra Perote
12	Lukoil International Upstream Holding
14	ENI México y Citla Energy
15	Total E&P y Shell

En agosto de 2016 se anunció la segunda Convocatoria de la Ronda Dos, cuyo objetivo fue licitar 10 áreas para exploración terrestre con capacidad de producción probada. Las áreas, ubicadas en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Tabasco y Veracruz, con reservas probadas de gas húmedo donde existe infraestructura que podrá ser aprovechada y, en su caso, adaptada a las nuevas necesidades. Se licitaron nueve bloques de la cuenca de Burgos al norte del país y un bloque más perteneciente a Cuencas del Sureste, con una superficie de 4,221 km² y con recursos prospectivos promedio de 40 MMbpce. Debido a las características del recurso, la SENER determinó que se utilizará un contrato de licencia para administrar estas áreas. La presentación de propuestas se llevó a cabo el pasado 12 de julio de 2017 y se adjudicaron 7 de las 10 áreas. La propuesta ganadora fue aquella que ofreció un mayor valor de la regalía adicional y el mayor compromiso de inversión adicional. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Licitantes ganadores de la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos.

Área Contractual	Licitante Ganador
1	Iberoamericana y PJP4
4	Sun God y Jaguar
5	Sun God y Jaguar
7	Sun God y Jaguar
8	Sun God y Jaguar
9	Sun God y Jaguar
10	Sun God y Jaguar

La suscripción de los respectivos contratos podrá llevarse a cabo dentro de los 140 días naturales siguientes a la publicación del Fallo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el Diario Oficial de la Federación, el 14 de julio de 2017.

En noviembre de 2016 se anunció la tercera Convocatoria de la Ronda Dos en la que se consideraron 14 áreas terrestres convencionales con una superficie de 2,595 km², 251 MMbpce de recursos prospectivos y 28 MMbpce de volumen original remanente. Estas áreas se ubicaron en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz y Tabasco e incluyeron 25 campos, licitados mediante la modalidad contractual de licencia. La presentación de propuestas se llevó a cabo el pasado 12 de julio de 2017 y se adjudicaron las 14 áreas licitadas, tomando en consideración para seleccionar a los licitantes ganadores el mayor valor de la regalía adicional y el mayor compromiso de inversión adicional. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Licitantes ganadores de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos.

Área Contractual	Licitante Ganador
1	Iberoamericana y PJP4
2	Newpek y Verdad Exploration
3	Newpek y Verdad Exploration
4	Iberoamericana y PJP4
5	Jaguar Exploración y Producción
6	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones
7	Jaguar Exploración y Producción
8	Jaguar Exploración y Producción
9	Jaguar Exploración y Producción
10	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones
11	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones
12	Carso Oil and Gas
13	Carso Oil and Gas
14	Jaguar Exploración y Producción

El 19 de Julio de 2017 se llevó a cabo la presentación de la cuarta Convocatoria de la Ronda Dos para la licitación de áreas en aguas profundas, la cual incluirá 29 áreas contractuales a ser licitadas bajo la modalidad de licencia, que se ubican en tres provincias petroleras principales: Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina.

Las áreas que integran la Ronda 2.4 comprenden una superficie total de 66 mil 466 km²; 21 tienen una superficie individual de 2 mil km², y 8 son de 3 km². El proceso licitatorio de esta convocatoria está previsto para el 31 de enero de 2018. Las Bases de Licitación de la convocatoria se publicaron el 20 de julio de 2017 en el Diario Oficial de la Federación. Dichas Bases, así como el contrato, en su modalidad individual y para asociaciones, están disponibles también para consulta en la página www.rondasmexico.gob.mx.

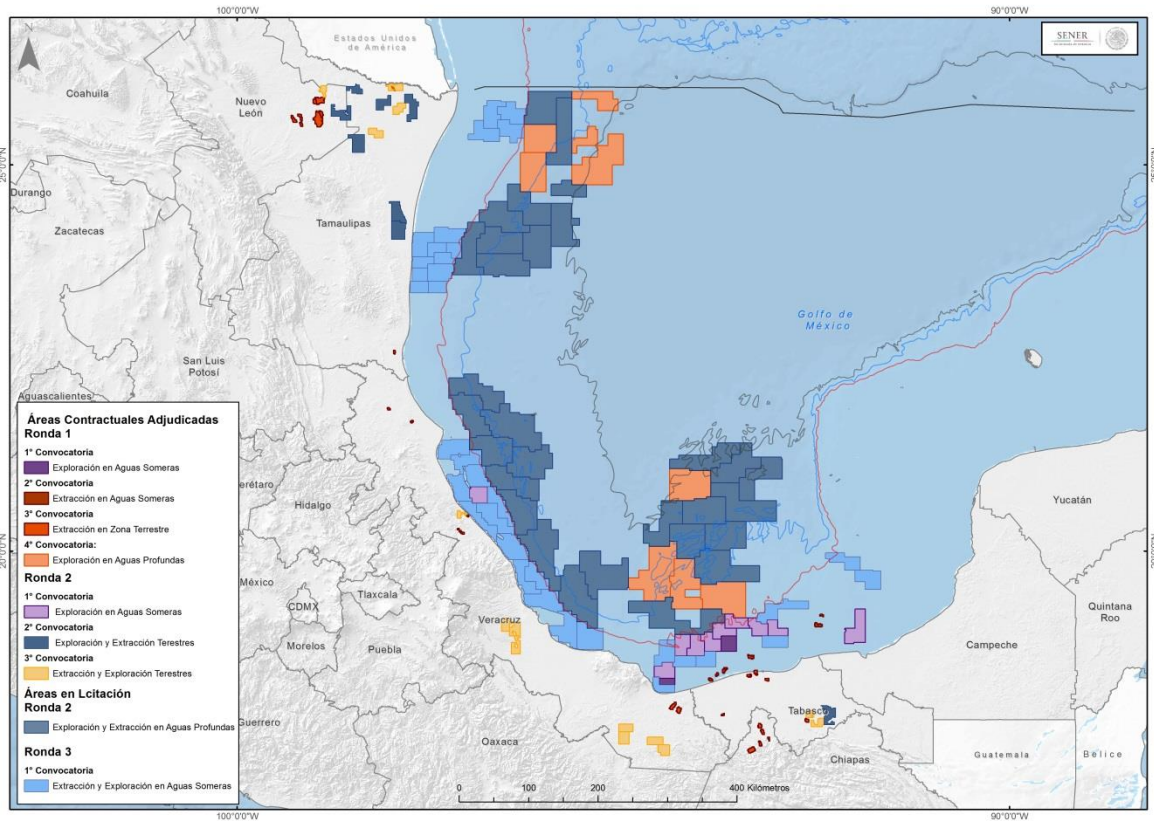
El pasado 07 de marzo de 2017, la CNH publicó la Convocatoria CNH-A2-AYIN-BATSIL-C1/2017, las bases de la licitación, el Contrato de Producción Compartida y el Acuerdo de Operación Conjunta con el objetivo de seleccionar un socio interesado en llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en el Área Contractual conformada por los campos Ayín, Alux, Makech, Batsil y Hap, cuya extensión es de 1,096 km², se encuentra localizada en las aguas someras en la provincia geológica Salina del Istmo y en la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Esta Área Contractual está compuesta principalmente por aceite pesado. El 05 de septiembre de 2017 se publicaron en el portal www.rondasmexico.gob.mx modificaciones a las bases de licitación, al Acuerdo de Operación Conjunta y al Contrato de la Convocatoria.

El 02 de mayo de 2017, la CNH publicó la Convocatoria CNH-A3-Cárdenas Mora/2017, las bases de la licitación, el Contrato de Producción Compartida y el Acuerdo de Operación Conjunta con el objetivo de seleccionar un socio interesado en llevar a cabo actividades de Extracción de hidrocarburos en el Área Contractual conformada por los campos Cárdenas y Mora, cuya extensión es de 168.15 km² y que se encuentra localizada en los campos terrestres de la provincia petrolera Cuenca del Sureste. Esta Área Contractual está compuesta principalmente por aceite ligero. El 05 de septiembre de 2017 se publicaron en el portal www.rondasmexico.gob.mx modificaciones a las bases de licitación, al Acuerdo de Operación Conjunta y al Contrato de la Convocatoria.

De la misma manera, el 02 de mayo de 2017, la CNH publicó la Convocatoria CNH-A4-Ogarrio-C3/2017, las bases de la licitación, el Contrato de Producción Compartida y el Acuerdo de Operación Conjunta con el objetivo de seleccionar un socio interesado en llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en el Área Contractual conformada por el campo Ogarrio, cuya extensión es de 155.99 km² y que se encuentra localizada en los campos terrestres de la provincia petrolera Cuenca del Sureste. Esta Área Contractual está compuesta principalmente por aceite ligero. El 05 de septiembre de 2017 se publicaron en el portal www.rondasmexico.gob.mx modificaciones a las bases de licitación, al Acuerdo de Operación Conjunta y al Contrato de la Convocatoria.

El 18 de septiembre de 2017, una vez notificada la procedencia de la migración y determinados el tipo de contrato y los términos fiscales del mismo, la CNH publicó la Convocatoria CNH-A5-Nobilis-Maximino/2017, las bases de la licitación, el Contrato de Producción Compartida y el Acuerdo de Operación Conjunta con el objetivo de seleccionar un socio interesado en llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos bajo un contrato de Licencia en el Área Contractual conformada por el bloque Nobilis-Maximino, que se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, frente al litoral del estado de Tamaulipas. Dicha Área Contractual tiene una superficie de 1,509.4 km² y cuenta con un volumen técnicamente recuperable 3P de 229.1 mmb de aceite y 523.7 mmmpc de gas.

Mapa 2: Áreas adjudicadas y en licitación para la Ronda Uno y la Ronda Dos



Debido al gran potencial que representan los proyectos de aceites pesados y extra-pesados, así como de proyectos no convencionales, inicialmente se tenía contemplado licitar estos recursos en la Ronda Uno. No obstante, debido a los bajos precios de petróleo, la SENER optó por aplazar la licitación de dichas áreas.

La Tabla 9 muestra un resumen de la distribución de recursos, tipos de contratos y ubicación de las áreas y campos incluidos en las cuatro convocatorias de la Ronda Uno y las cuatro convocatorias de la Ronda Dos. Destaca la diversidad del portafolio en cuanto al tipo de recursos, materialidad de los proyectos, así como el modelo de contrato propuesto a fin de promover una mayor inversión en los distintos tipos de áreas y campos en proceso de licitación.

Tabla 9. Información de Ronda Uno y Ronda Dos

Concepto	Ronda Uno				Ronda Dos			
	Primera Convocatoria	Segunda Convocatoria	Tercera Convocatoria	Cuarta Convocatoria	Primera Convocatoria	Segunda Convocatoria	Tercera Convocatoria	Cuarta Convocatoria
Recursos prospectivos* (MMbpce)	687	-	-	2,907	1,586	404	251	4,228
Reservas certificadas (MMbpce)	-	1P: 143 2P: 355 3P: 671	Volumen remanente: 1,882	-	Volumen remanente: 869	Volumen remanente: 93	Volumen remanente: 328	-
Área total (km ²)	4,222	281	777	23,835	8,909	4,219	2,595	66,466
Tamaño de bloques/campos (km ²)	116 – 500	42 – 68	7 – 135	1,678 – 3,287	466 – 972	347 – 479		2,000 – 3,000
Numero de bloques/campos	14	9 campos, en 5 contratos.	25	10	15	10	14	29
Categoría	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres convencionales	Aguas profundas	Aguas someras	Terrestres convencionales	Terrestres convencionales	Aguas profundas
Modalidad de contratación	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia	Producción compartida	Licencia	Licencia	Licencia
Presentación de Propuestas	15 de julio de 2015	30 de septiembre de 2015	15 de diciembre de 2015	05 de diciembre de 2016	19 de junio de 2017	12 de julio de 2017	12 de julio de 2017	31 de enero de 2018
Contratos Adjudicados	Bloques 2 y 7	Áreas contractuales 1, 2 y 4	25 áreas contractuales	8 áreas contractuales	10 áreas contractuales	7 áreas contractuales	14 áreas contractuales	-

* Recursos prospectivos documentados en probabilidad media con riesgo y adicionales en probabilidad media.

Fuente: Elaboración con base en estimaciones de SENER y CNH.

5. Ronda Tres

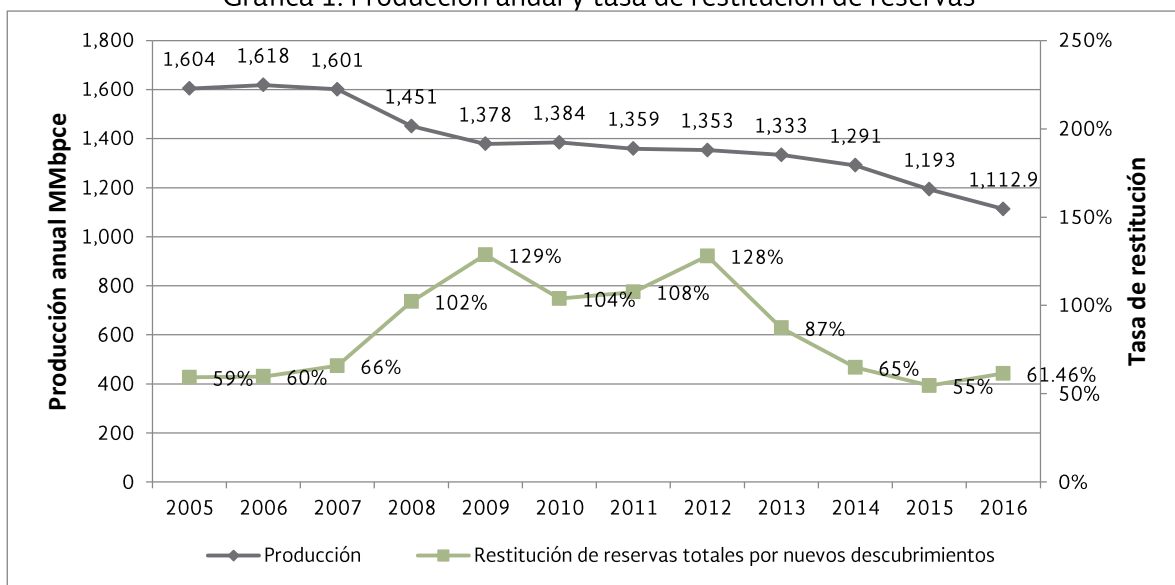
La primera Convocatoria de la Ronda Tres, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de septiembre de 2017, busca impulsar el sector petrolero marino a partir de la exploración y descubrimiento de nuevos recursos que restituyan las reservas del país, del aumento de la producción de aceite y gas, de la consolidación de zonas petroleras de desarrollo integral y de la atracción a la inversión y creación de empleos de calidad. Se encuentra conformada por 35 áreas de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras, ubicadas en las provincias petroleras Burgos, Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla-Veracruz y licitadas bajo la modalidad de producción compartida. Dichas áreas abarcan una superficie total de 26,265 km² y cuentan con aproximadamente 1,988 mmbpce de recursos prospectivos, así como un volumen remanente de 290 mmbpce. Las Bases de Licitación de la mencionada convocatoria, así como el contrato en su modalidad individual y para asociaciones se publicaron el 29 de septiembre de 2017 y se encuentran disponibles para consulta en la página www.rondasmexico.gob.mx.

6. Política energética

6.1. Restitución de reservas

Incrementar la tasa de restitución de reservas permite incrementar los recursos a los que podrán tener acceso las futuras generaciones de nuestro país. En México, durante 2015, la producción anual se ubicó en 1,193 MMbpce y la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos descendió a 55% como se aprecia en la Gráfica 1. Para incrementar esta tasa, se contará con un portafolio diversificado de proyectos. En particular, enfatiza la actividad exploratoria en áreas en las que no se han logrado reclasificar los recursos prospectivos en reservas; un ejemplo es la provincia del Golfo de México Profundo. Estos aspectos se analizarán con mayor detalle en la sección cuatro de este documento.

Gráfica 1. Producción anual y tasa de restitución de reservas



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Se espera que el incremento de la actividad exploratoria, a partir de la adjudicación de bloques mediante licitaciones, y la migración de asignaciones a contratos por parte de PEMEX contribuyan a alcanzar una tasa de restitución de reservas de al menos 100%, lo cual permitiría la sostenibilidad de la industria petrolera nacional. En los dos capítulos siguientes se describe el potencial petrolero del país y la propuesta de áreas a licitar en los próximos cinco años.

7. Recursos de hidrocarburos en México

En este capítulo se presenta un resumen de la información más relevante acerca de los recursos petroleros de México. Para tal fin, se describen las características geológicas principales de las provincias petroleras, se analiza la información de las reservas y de los recursos prospectivos y, finalmente, se muestra su distribución geográfica, con el objeto de precisar los recursos con los que cuenta el país.

7.1. Provincias geológicas y petroleras

En México se ha determinado la existencia de 48 Provincias Geológicas con base en modelos geológicos para la clasificación y limitación de escenarios paleogeográficos y tectónicos, rasgos geomorfológicos y geográficos. De estas provincias, 23 cuentan con sistemas petroleros identificados a partir del grado de conocimiento geológico actual, los cuales sustentan la exploración de hidrocarburos.

De las 23 provincias geológicas mencionadas, 12 se definen como Provincias Petroleras [Mapa 3] con sistemas petroleros activos, las cuales se describen a continuación.

1.- Sabinas-Burro-Picachos: Es productora principalmente de gas seco. Las rocas generadoras corresponden a la Formación “La Casita” del Jurásico Superior Tithoniano y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en trampas estructurales laramídicas.

2.- Burgos: Es la principal productora de gas no asociado. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo “roll-over” y cierres contra falla.

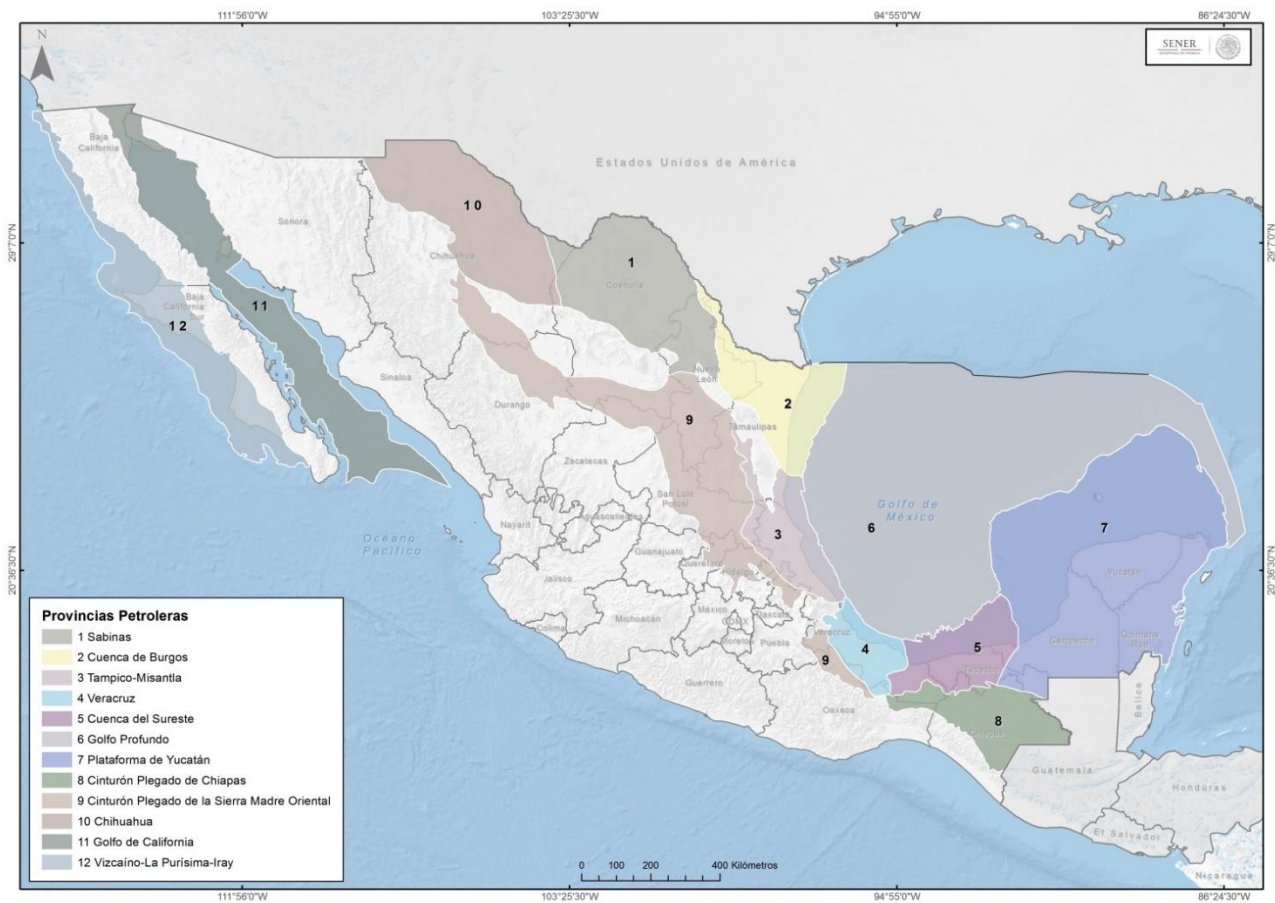
3.- Tampico-Misantla: Es productora principalmente de aceite. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructural, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento.

4.- Veracruz: Es productora principalmente de gas y aceites en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno Superior. Las rocas almacenadoras son principalmente siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del

Cretácico Medio-Superior. Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramídicas

5.- Cuencas del Sureste: Es la productora de aceite más importante del país. Las rocas generadoras principales son calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, en carbonatos del Cretácico, en brechas carbonatadas del Paleógeno y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades.

Mapa 3. Provincias petroleras de México



6.- Golfo de México Profundo: La principal roca generadora se compone de calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano. Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. En el área de Cinturón Plegado Perdido se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Trion-1, Supremus-1, Maximino-1 y recientemente con el pozo Nobilis-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas. Los campos más importantes de esta última son Noxal, Lakach, Lalail, Kunah, Piklis, Nat y Hem. Por su parte, en el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite extra-pesado en el campo Tamil.

7.- Plataforma de Yucatán: Esta provincia abarca la plataforma continental y la península de Yucatán y se extiende hasta Guatemala y Belice. Se compone de rocas generadoras carbonatadas de la Formación Cobán del Cretácico Inferior-Medio y de rocas almacenadoras carbonatadas del Cretácico. Las trampas son estructurales sutiles y estratigráficas. En esta provincia se ha establecido producción únicamente en Guatemala y Belice.

8.- Cinturón Plegado de Chiapas: En esta provincia se ha establecido producción comercial de aceite y condensados. Las rocas generadoras corresponden a calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano y secuencias carbonatada-evaporíticas del Cretácico Inferior-Medio. Los hidrocarburos están almacenados en calizas y dolomías del Cretácico en trampas estructurales originadas por el evento tectónico Chiapaneco. Existen descubrimientos en su porción norte, centro y oriente.

9.- Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental: Constituida por la cadena de pliegues y fallas más extensa de México. Las rocas generadoras son del Jurásico Superior, las almacenadoras son siliciclastos y carbonatos del Jurásico y Cretácico. Las trampas son estructurales laramílicas. Las áreas más atractivas se encuentran en los frentes sepultados. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con estimación de recursos prospectivos.

10.- Chihuahua: En ella se han definido cuatro rocas generadoras de las edades Paleozoico, Jurásico Superior Tithoniano, Aptiano y Turoniano. Por la alta madurez de la roca generadora y la falta de sincronía, el sistema petrolero tiene alto riesgo geológico. Las rocas almacenadoras son calizas y dolomías del Paleozoico y areniscas y calizas del Jurásico y Cretácico. Las trampas potenciales son estructurales asociadas a la deformación laramílica. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y se considera de potencial medio-bajo. No se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos prospectivos.

11.- Golfo de California: Aquí se ha probado la existencia de gas seco. Las rocas generadoras son lutitas del Mioceno y los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas del Mioceno y Plioceno. Las trampas son combinadas y están asociadas a procesos extensionales y transtensionales. El único pozo que resultó productor fue Extremeño-1. No se cuenta con una evaluación actualizada de los recursos de esta provincia.

12.- Vizcaíno-La Purísima-Iray: Es una cuenca de antearco, sus rocas generadoras corresponden a lutitas del Cretácico y Paleoceno, sus rocas almacenadoras corresponden a areniscas de la Formación Valle del Cretácico Superior. Las trampas son principalmente estratigráficas y combinadas, son acuñamientos arenosos contra altos de basamento. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y no existe estimación de recursos potenciales.

De estas provincias petroleras, la de Cuencas del Sureste y la de Tampico-Misantla cuentan con los recursos más prometedores para el desarrollo del sector. Sin embargo, como se revisa en la siguiente sección, y se ha especificado en secciones anteriores, una tarea pendiente es ampliar las actividades exploratorias en otras provincias como en la del Golfo de México Profundo.

7.2. Recursos petroleros

En México, la clasificación de los recursos hidrocarburos considera todas las cantidades de ocurrencia natural, descubiertas o no descubiertas, tanto las convencionales, como las que se denominan no

convencionales⁴ además de las cantidades ya producidas. De conformidad con la evaluación, al 1 de enero de 2017, los recursos petroleros de México [Tabla 10] aún no descubiertos se estiman en 112,834 MMbpce, de los cuales 52,629 MMbpce (47%) corresponden a recursos convencionales y 60,205 MMbpce (53%) a recursos no convencionales. En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 26,140.3 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 10,242.7 MMbpce son reservas probadas (1P)⁵.

Tabla 10. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2017 (MMbpce)

Provincia petrolera*	Producción acumulada		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Burgos	2,275.4	4.01	183.5	315.7	394.1	3,204	10,770
Cinturón Plegado de Chiapas	22.5	0.04	0.7	6.2	13.5	1,172	
Cinturón Plegado Perdido			0.0	0.0	487.5		
Cuenca Salina del Istmo			57.1	151.4	358.9		
Cuencas del Sureste	46,330.9	81.58	7,692.9	12,318.2	17,250.7	14,466	
Golfo de México Profundo			63.5	164.7	681.1	27,835	
Sabinas-Burro-Picachos	94.8	0.17	4.4	7.4	13.4	395	13,950
Tampico-Misantla	7,245.8	12.76	1,024.0	3,649.7	6,491.6	2,347	34,922
Veracruz	823.3	1.45	134.5	155.9	167.2	1,432	563
Total	56,792.7	100	9,160.7	16,769.3	25,858.1	52,629	60,205

Notas: *Las provincias petroleras de Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray, no cuentan con evaluación de recursos petroleros. ** El recurso prospectivo asociado a los plays de la provincia petrolera Tampico-Misantla, incluye los 30 MMbpce identificados de la provincia petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

En términos generales, en la tabla anterior, tres provincias petroleras sobresalen por su potencial: Cuencas del Sureste, Golfo de México Profundo y Tampico Misantla. La primera, Cuencas del Sureste, ha sido históricamente la que mayor producción ha aportado, acumulando 46,330.9 MMbpce (81.6% de la

⁴ Los recursos no convencionales son aquellos hidrocarburos que están contenidos en formaciones que requieren de técnicas especiales de explotación y, por tanto, podrían demandar mayores inversiones en comparación con la explotación de recursos convencionales.

⁵ Con base en el reporte anual al 1 de enero de 2016 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se consideran las reservas probables y posibles del campo Akal, en términos de los artículos 24 y 25 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

producción total). Además, cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (69.2% del total) y con un importante volumen de recursos prospectivos estimado en 14,466 MMbpce.

La segunda en importancia es la provincia del Golfo de México Profundo que, a pesar de no reportar producción, cuenta con un estimado de recursos convencionales prospectivos de 27,835 MMbpce. Los recursos petroleros en ambas provincias confirman el potencial productor de las Aguas Territoriales del Golfo de México y representan 76.6% de los recursos prospectivos convencionales del país. Finalmente, la provincia de Tampico-Misantla registra el mayor potencial de recursos prospectivos no convencionales estimado en 34,922 MMbpce.

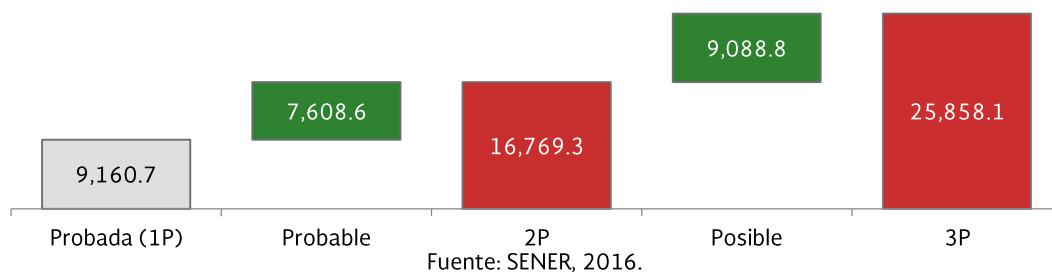
Las cifras anteriores destacan el potencial con el que cuenta México. Es importante añadir que la Tabla 10 se realizó con base en la información derivada de las actividades productivas y exploratorias de PEMEX, que hasta 2017 fue el único productor de petróleo y gas en México. Por lo tanto, con el fin de complementar el potencial identificado por Pemex, se utiliza tanto el volumen de hidrocarburos en las categorías 1P, 2P y 3P, como el volumen remanente de hidrocarburos.

7.2.1. Reservas de hidrocarburos

Las reservas se definen como el volumen de hidrocarburos, calculado a condiciones atmosféricas por métodos geológicos y de ingeniería, que se estima serán recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación. La estimación parte de un proceso de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, producción y evaluación económica.

De acuerdo a la evaluación al 1 de enero de 2016 [Gráfica 2], México cuenta con reservas totales por 25,858.1 MMbpce, probadas de 9,160.7 MMbpce⁶, probables por 7,608.6 MMbpce y posibles por 9,088.8 MMbpce. Como lo muestra la siguiente gráfica, más de la mitad de las reservas (65%) se clasifican como reservas 2P.

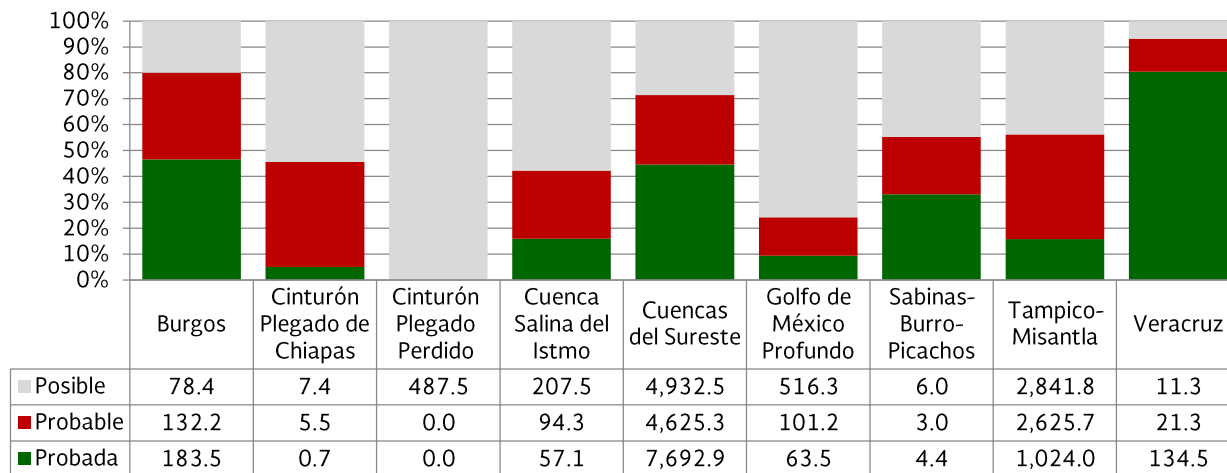
Gráfica 2: Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2016 (MMbpce)



En términos comparativos entre las provincias petroleras, la Gráfica 3 muestra que 95.3% de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Éstas poseen 95.6% y 92.5% de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 25,858.1 MMbpce, las reservas probadas equivalen al 39% (9,160.7 MMbpce), mientras que las reservas probables y posibles, equivalen al 29% (7,549.6 MMbpce) y al 32% (9,088.8 MMbpce), respectivamente.

⁶ SENER y CNH. 2017. Resumen del Registro de Reservas 2017. Disponible en: <http://egob2.energia.gob.mx/SNIH/Reportes/Portal.swf?ProgGuid=FCAF8F9D-21D6-4661-98B5-55D84B9C1D99>. Consultado el 28 de junio de 2017.

Gráfica 3. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce)



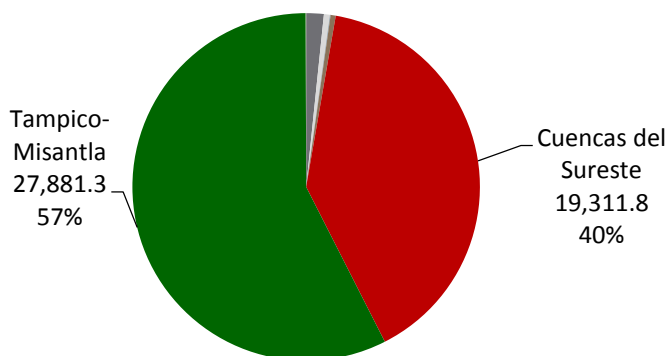
Fuente: SENER, 2017.

Se observa que existe un amplio potencial para la reclasificación de reservas por medio de una mayor actividad exploratoria, pero sobre todo por la aplicación de métodos tecnológicos óptimos en las actividades de evaluación y desarrollo que incrementen el factor de recuperación.

7.2.2. Volumen remanente de hidrocarburos

Este indicador refleja el potencial de hidrocarburos que existe en cada campo, sirviendo como una referencia adicional para estimar el potencial petrolero en cada campo. Al 1 de enero de 2016, se reportan 48,537.3 MMbpce de volumen remanente para campos a licitar por parte del Estado [Gráfica 4], de los cuales 97.2% se concentra en las provincias de Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla.

Gráfica 4. Volumen remanente para ser considerado en licitaciones al 1 de enero de 2017 (MMbpce)



Fuente: SENER, 2016.

Una conclusión consistente entre las estimaciones de las reservas y el volumen remanente es que ambos datos indican que las provincias con mayor potencial son las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Consecuentemente, en las últimas décadas, PEMEX ha concentrado sus actividades en estas provincias petroleras. La planeación de las actividades de exploración para incrementar la incorporación de reservas habrá de considerar este análisis a fin de proponer áreas de licitación para la exploración y extracción que resulten atractivas y atraigan mayor inversión.

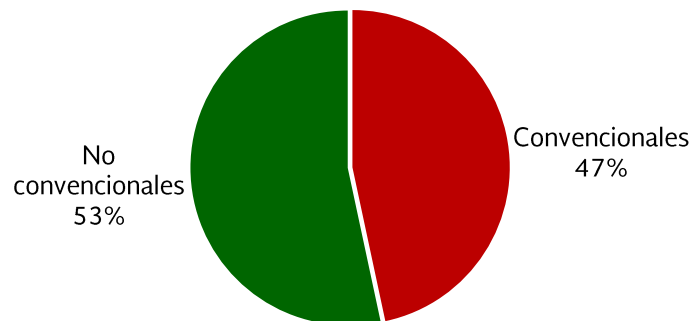
En este sentido, la siguiente sección presenta información de los recursos prospectivos documentados y no documentados de hidrocarburos.

7.3. Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos representan el volumen de hidrocarburos estimado a una cierta fecha, con base en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables mediante proyectos de desarrollo futuros.

La evaluación del potencial es la etapa que ha llevado a cuantificar que el potencial no descubierto técnicamente recuperable de México es de 112,834 MMbpce, lo que equivale prácticamente al doble de los recursos hidrocarburos extraídos en el país en los últimos 100 años. Como se muestra en la Gráfica 5, en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 53% de recursos no convencionales y 47% de recursos convencionales.

Gráfica 5. Recursos prospectivos de hidrocarburos al 1 de enero de 2017 (MMbpce)



Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2013 y Base de Datos de Plays, ambas de PEMEX.

Se destaca que prácticamente 100% de los recursos no convencionales de hidrocarburos se clasifican como prospectivos no documentados; en tanto que 68% de los recursos convencionales están documentados. Derivado de lo anterior, una de las motivaciones principales de los procesos de licitación es incentivar las actividades petroleras para la evaluación y reclasificación de estos recursos en reservas.

Tabla 11. Recursos prospectivos en México (MMbpce)

	Documentado	No documentado
Convencional	32,546	20,083
No convencional	-	60,204

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2016 y Base de Datos de Plays, 2014, PEMEX.

En cuanto a lo presentado en esta sección se puede concluir que la mayor parte de los recursos prospectivos en México son no convencionales, los cuales no han sido documentados. Lo anterior refuerza la premisa de que para aumentar el conocimiento de estas áreas, la incorporación de reservas y la producción de hidrocarburos, es necesario incentivar la inversión en estudios de exploración, particularmente en el área del Golfo de México Profundo y de las cuencas precursoras de recursos no convencionales.

Tabla 12. Estimación de recursos prospectivos convencionales documentados y plays con recursos prospectivos no documentados por provincia petrolera

Provincia petrolera	Recurso prospectivo documentado (MMbpce)			Plays con recursos prospectivos no documentados	
	Certidumbre P ₁₀	Certidumbre P _{media}	Certidumbre P ₉₀	Establecido	Hipotético
Burgos	5,400.9	2,258.1	349.3	12	4
Cinturón Plegado de Chiapas	1,380.2	577.9	94.3	3	
Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental	74.7	29.8	3.7		
Cuencas del Sureste	21,381.5	9,641.0	2,148.6	17	2
Golfo Profundo	37,058.8	15,783.5	2,723.5	4	7
Plataforma de Yucatán	2,384.0	1,006.5	165.2	5	
Sabinas-Burro-Picachos	424.9	188.5	37.8	8	1
Tampico-Misantla	3,812.7	1,588.3	249.9	11	2
Veracruz	3,362.0	1,472.3	310.4	8	
Total general	75,279.7	32,545.9	6,082.8	68	16

* Los plays asociados a la provincia petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, se encuentran contabilizados dentro de los plays de la provincia petrolera Tampico-Misantla.

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2016 y Base de Datos de Plays, 2014 PEMEX.

7.4. Distribución de reservas por entidad federativa

La Tabla 13 presenta la distribución de reservas y volumen remanente 3P, en función a su distribución en las diferentes entidades que cuentan con recursos de hidrocarburos. Para ello se considera, en primer lugar, las reservas de los campos que están completamente contenidos en las entidades federativas; en segundo, se identifican aquéllos cuya reserva está compartida entre dos o más entidades federativas; y, finalmente, se identifican los campos ubicados en aguas territoriales.

La descripción considera las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por PEMEX al 1 de enero de 2017, que abarcan el desarrollo de 738 campos, de los cuales 575 están ubicados en 10 entidades federativas, 47 en dos o más entidades federativas y 116 en las aguas territoriales del Golfo de México. La tabla siguiente muestra el detalle de la distribución por ubicación del campo.

Tabla 13. Distribución de reservas por ubicación

Ubicación	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente (MMbpce)	%
		1P	2P	3P		
Aguas Profundas	5	63.5	164.7	1,135.9	4,235.9	1
Aguas Someras	111	6,259.3	10,732.0	15,487.5	127,154.9	43
Terrestre	550	2,583.4	5,027.3	7,666.1	144,752.7	49
Terrestre No Convencionales	83	254.5	845.3	1,568.5	19,989.9	7
Total general	738	9,160.7	16,769.3	25,858.1	296,133.3	100

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2017, PEMEX. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

En la Tabla 14 se aprecia que, por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (188), seguido por Tamaulipas (174) y Tabasco (99). En ellos se concentra la mayor cantidad de reserva remanente 2P (3,544.3 MMbpce) y de volumen original 3P remanente (112,117 MMbpce).

Estas tres entidades contienen 62% de los campos, 21% de la reserva remanente 2P y 38 % del volumen original remanente.

Tabla 14. Estimación de reservas por Entidad Federativa

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche	4	20.1	34.8	44.8	85.2
Chiapas	15	24.5	34.5	43.2	2373.7
Coahuila	26	4.5	7.5	13.1	376.8
Hidalgo	3	0.0	0.0	0.0	0.6
Nuevo León	59	64.3	88.1	106.3	915.3
Puebla	6	8.6	72.9	99.6	974.7

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Tabasco	99	1,321.2	1,513.3	1,839.2	40,510.5
Tamaulipas	174	161.6	284.6	356.7	6,740.0
Veracruz	188	560.8	1,746.4	3,234.6	64,866.5
Aguas Territoriales	116	6,197.8	10,623.8	16,151.7	129,191.5
Compartidos	47	657.5	2,049.9	3,444.8	45,383.3
Reservas Asociadas a Contratos	-	139.8	313.6	524.1	4715.1
Total	738	9,160.7	16,769.3	25,858.1	296,133.3

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2017, PEMEX. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

Posteriormente, figuran Nuevo León, Chiapas y Coahuila, que en su conjunto agrupan a 100 campos, en tanto que su reserva remanente 2P representa 0.7% del total y 21.8% del volumen remanente. A pesar de su baja participación actual, se estima que el incremento en los estudios técnicos permitirá incrementar los recursos de hidrocarburos, particularmente de no convencionales en el mediano plazo.

De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 46 campos que acumulan reservas totales por 3,444.8 MMbpce y un volumen original remanente aproximado de 45,383.3 MMbpce, es decir, 15.3% del total. La Tabla 15 presenta el detalle de esta información.

Tabla 15. Reservas remanentes en campos compartidos

Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche - Tabasco	2	2.1	3.0	3.4	67.8
Chiapas - Tabasco	9	108.0	131.1	213.4	7,435.3
Hidalgo - Veracruz	1	0.6	39.9	182.5	3,357.6
Nuevo León - Tamaulipas	13	27.0	46.6	65.4	879.6
Puebla - Veracruz	13	447.0	1,750.4	2,888.1	29,446.6
San Luis Potosí - Veracruz	1	0.5	0.6	2.3	205.0
San Luis Potosí- Tamaulipas-Veracruz	1	41.1	46.4	56.4	2,861.1
Tabasco - Veracruz	5	30.3	30.8	31.8	1,019.8
Tamaulipas - Veracruz	2	0.9	1.1	1.6	110.5
Total	47	657.5	2,049.9	3,444.8	45,383.3

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2017, PEMEX. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

Respecto a la tabla anterior, se observa que Puebla y Veracruz comparten 29,446.6 MMbpce de volumen original remanente y 2,888.1 MMbpce de reserva 3P aproximadamente, cifras que representan 67.1% y 79.4% del total, respectivamente. Este recurso proviene principalmente de la provincia de Tampico-Misantla.

En el Anexo 1 se presenta la información de la evaluación de reservas al 1 de enero de 2017 realizada por PEMEX y aprobada por la CNH.

8. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

En línea con lo establecido en la nueva estrategia del Plan Quinquenal, se estandarizó el calendario de licitaciones de manera que las nominaciones de las Áreas Contractuales sobre las cuales exista interés para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos prevista en el artículo 29, fracción I de la Ley de Hidrocarburos se realicen tres meses previos a la Convocatoria, y que el análisis de dicha Convocatoria se defina en un período de seis meses previos a la Licitación.

De la misma manera, se establecieron dos períodos semestrales para llevar a cabo las licitaciones: el primero está contemplado para ser anunciado en el mes de junio y será sobre Aguas Profundas y Áreas Terrestres No Convencionales; el segundo deberá ser anunciado en el mes de agosto y será sobre Aguas Someras y Áreas Terrestres Convencionales. La primera licitación del año 2018 será sobre Aguas Profundas y Terrestres No Convencionales, a anunciarse durante el mes de abril.

Además, con base en el Plan Quinquenal, se consolidaron áreas de licitación con la columna geológica completa en las categorías de aguas someras, aguas profundas, terrestres convencionales y terrestres no convencionales, en las que se conjuntan volumen original remanente y recursos prospectivos convencionales y no convencionales.

Las versiones anteriores, tanto del Programa como del Plan Quinquenal consideraban un volumen total de recursos de 104,788.6 MMbpce (38,844.1 MMbpce en recursos prospectivos y 65,944.5 MMbpce en volumen remanente) distribuidos en una superficie de 235,070.0 km². Por su parte, el proceso de evaluación 2016 y la nueva estrategia 2017 dieron como resultado un recurso total de 90,271.1 MMbpce⁷ (42,680.9 MMbpce en recursos prospectivos y 47,590.2 MMbpce en volumen remanente), en una superficie de 239,007.3 km².

Lo anterior equivale a una disminución de 16,721.4 MMbpce en recursos totales y un decremento de 7,448.4 km² en superficie de licitación con respecto a la versión 2015 del Plan Quinquenal. En consideración de las áreas adjudicadas durante las primeras tres convocatorias de la Ronda Dos y las 30 áreas de licitación de su cuarta convocatoria, la superficie y volúmenes disponibles para licitación se ajustan a 231,733.9 km², 41,507.5 MMbpce en recursos prospectivos y 46,237.9 MMbpce en volumen remanente.

Tabla 16. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

⁷ Para efectos de cálculo de petróleo crudo equivalente, la estrategia 2017 del Plan Quinquenal considera un factor de conversión de 5.201 millares de pies cúbicos por cada barril de petróleo crudo equivalente, esto es 5.591 millones de BTU por cada barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce.

	Recursos prospectivos/remanentes y superficie	Plan Quinquenal versión 2015	Plan Quinquenal Estrategia 2017*	Diferencia (%)
Total	Recursos Prospectivos (MMbpce)	38,844.1	41,507.5	6.9
	Volumen Remanente (MMbpce)	65,944.5	46,237.9	-29.9
	Superficie (km ²)	235,070.0	231,733.9	-1.4

*Datos ajustados con la adjudicación de áreas durante las tres primeras convocatorias de la Ronda Dos y las áreas de licitación de la cuarta convocatoria de la Ronda Dos.

El dato de volumen remanente está calculado con factor de 5,000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.

La nueva configuración de las áreas de licitación del Plan Quinquenal posee un enfoque de exploración en las áreas para licitar, con 10,576.1 MMbpce en recursos prospectivos convencionales y 30,931.4 MMbpce en recursos no convencionales, que en ciertos casos incluyen recursos descubiertos (campos), por lo que en esta versión ya no se distingue entre categorías de exploración y extracción. Sin embargo, esta diferenciación se mantiene en aquellos campos que coinciden con Asignaciones de Exploración de PEMEX.

El Plan Quinquenal considera 250 campos petroleros: 90 se ubican en áreas para la exploración y extracción de recursos convencionales y 78 en áreas para la exploración y extracción de recursos no convencionales. Los 82 restantes se encuentran en áreas de asignación de PEMEX por lo que actualmente sólo cuentan con derechos para la extracción. En total, suman un volumen remanente de 46,237.9 MMbpce.

Con motivo del principio de estandarización por categorías en el Plan Quinquenal, la configuración de áreas de licitación resultante de la estrategia 2017 ofrece 569 bloques para la selección de áreas, de los cuáles se tienen 417 para recursos convencionales y 152 para recursos no convencionales. El Plan Quinquenal considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 499 áreas, mientras que las 70 restantes, como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos.

Tabla 17. Características, recursos prospectivos y volúmenes para extracción para la propuesta de áreas de licitación según clasificación

Categoría	Sector	Áreas	Superficie (km ²)	Recurso Prospectivo (MMbpce)			Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)
				Convencional	No Convencional	Total		
Aguas profundas	Perdido	27	36,686.8	1,661.6	0.0	1,661.6	0	0.0
	Cordilleras Mexicanas	19	33,067.1	2,205.3	0.0	2,205.3	0	0.0
	Cuenca Salina	36	47,191.0	2,666.6	0.0	2,666.6	4	500.1
	Plataforma de Yucatán	1	4,440.9	0.0	0.0	0	0	0.0
Aguas someras	Burgos Somero	53	21,075.4	1,289.7	0.0	1,289.7	0	0.0
	Cuenca Salina	2	34.5	0.0	0.0	0.0	2	2.9
	Tampico-Misantla-Veracruz	37	15,700.3	1,378.7	0.0	1,378.7	5	190.7
	Cuencas del Sureste Somero	50	6,398.1	209.7	0.0	209.7	41	17,708.4

Terrestre no convencional	Sabinas Burgos	66	19,271.6	207.5	7,352.8	7,560.3	47	452.9
	Tampico-Misantla	86	24,179.0	188.1	23,578.6	23,766.7	37	26,503.5
Terrestre convencional	Sabinas Burgos	31	10,286.3	209.1	0.0	209.1	21	97.2
	Tampico-Misantla	13	2,207.2	5.6	0.0	5.6	5	17.9
	Veracruz	30	5,851.4	157.4	0.0	157.4	7	45.6
	Cuencas del Sureste-Chiapas	57	10,805.8	396.8	0.0	396.8	25	718.8
TOTAL		508	237,195.5	10,576.1	30,931.4	41,507.5	194	46,237.9

Para el diseño de las áreas de licitación del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos, se emplearon dimensiones promedio por categoría de recursos, con variaciones en geometría derivadas de la complejidad geológica presente en cada sector, el cubrimiento de estructuras geológicas identificadas a partir de la información disponible, y en su caso, de la inclusión de los campos del Estado dentro de las áreas.

Tabla 18. Superficie promedio de las áreas a licitar para la exploración y extracción*, por categoría

Categoría	Sector	Tamaño promedio (km ²)	Promedio por Categoría (km ²)	Total de áreas	Superficie Total (km ²)
Aguas profundas	Perdido	996	985	119	117,223
	Cordilleras Mexicanas	1,005			
	Cuenca Salina	963			
Aguas someras	Burgos Somero	398	428	112	47,995
	Tampico-Misantla-Veracruz Somero	428			
	Cuencas del Sureste Somero	508			
Terrestres no convencionales	Sabinas Burgos	292	286	150	42,965
	Tampico-Misantla	282			
Terrestres convencionales	Sabinas Burgos	254	223	128	28,482
	Tampico-Misantla	181			
	Veracruz	206			
	Cuencas del Sureste-Chiapas	216			

*No se contabilizan las 70 áreas en las que por excepción, se prevé únicamente la extracción de hidrocarburos.

Tabla 19. Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos con información ajustada a partir de los resultados de adjudicación de las primeras tres convocatorias de la Ronda Dos y el anuncio de la cuarta convocatoria de la Ronda Dos

Categoría	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen original remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	6,533.5	500.1	121,488.1
Aguas someras	2,878.0	17,902.0	43,208.3
Terrestres no convencionales	31,327.0	26,956.4	43,450.6

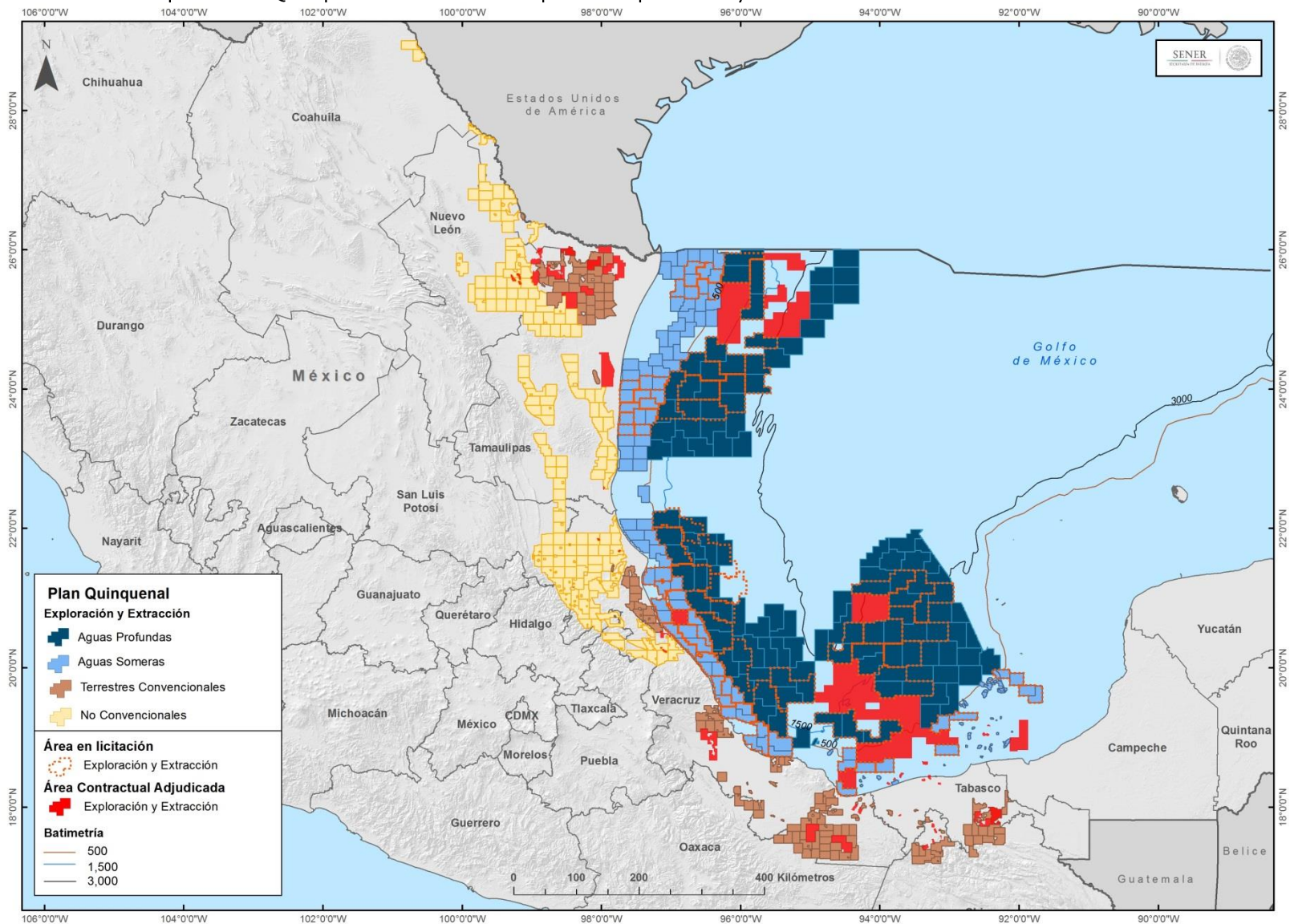
Terrestres convencionales	768.9	879.4	23,636.8
Total	41,507.5	46,237.9	231,783.8

A continuación se presenta información detallada sobre las áreas que se seleccionarán para licitar, iniciando por aquellas con la columna geológica completa para la exploración y extracción y, posteriormente, las que tienen restricciones en profundidad para la extracción de hidrocarburos.

8.1. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos

El Plan Quinquenal considera que las áreas con la columna geológica completa serán licitadas con derechos para la exploración y extracción de hidrocarburos. Esto aplica para las cuatro categorías de recursos (aguas profundas, aguas someras, terrestres no convencionales y terrestres convencionales) como regla general, con la finalidad de propiciar la evaluación del potencial petrolero y el desarrollo de los plays probados e hipotéticos. Las áreas para exploración y extracción de hidrocarburos cuentan con una evaluación sobre aspectos de disponibilidad de infraestructura para la producción y transporte de hidrocarburos, el riesgo geológico, volumen y tipo de hidrocarburo esperado. Estas áreas se muestran en el Mapa 4, en consideración de los resultados de la primera convocatoria de la Ronda Dos.

Mapa 4. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019



8.1.1. Aguas profundas

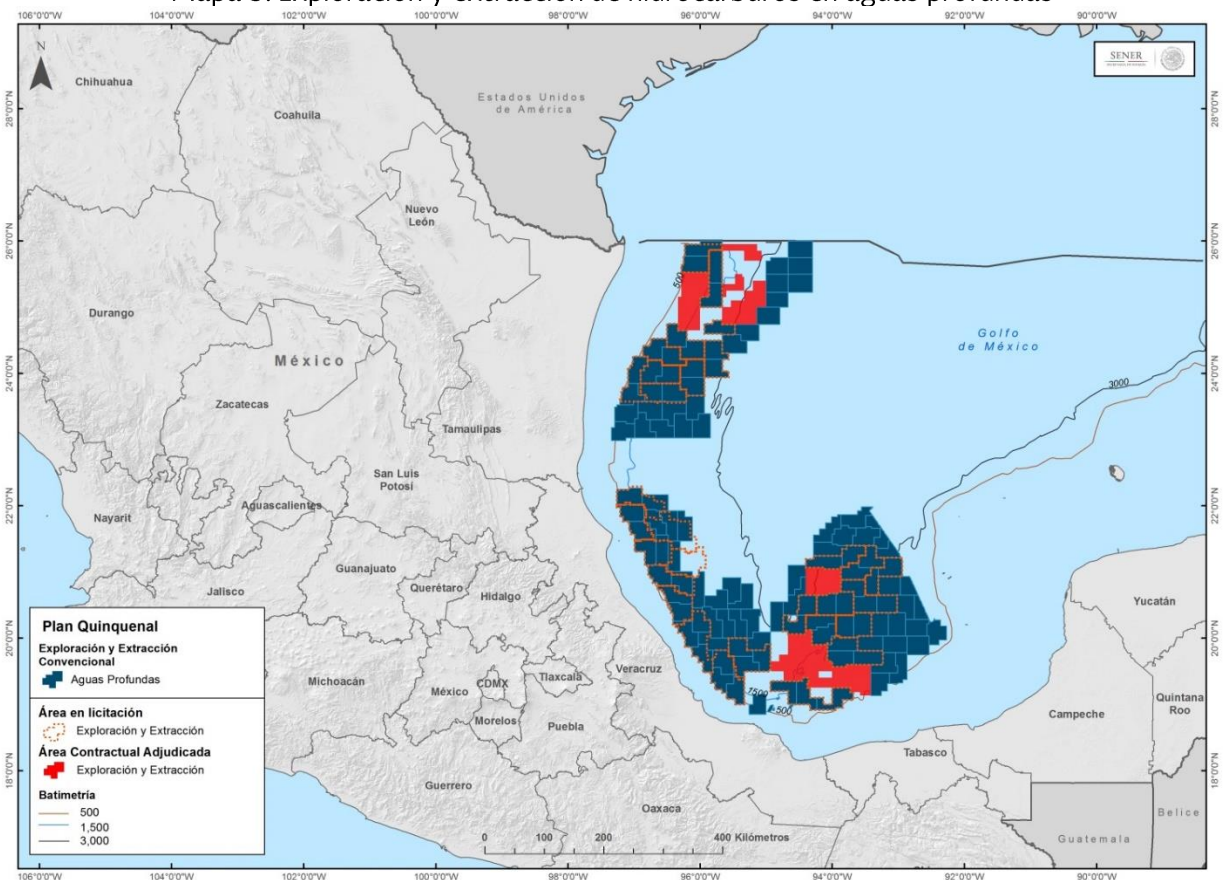
Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche [Tabla 20]. Las áreas se localizan principalmente en las regiones Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo [Mapa 5]. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 6,594.3 MMbpce y una superficie de 117,223.5 km².

Tabla 20. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas*

Sector	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Área Perdido	1,661.6	36,686.8	27
Cordilleras Mexicanas	2,205.3	33,067.1	19
Salina del Istmo	2,66.6	47,293.3	40
Plataforma de Yucatán	-	-	1
Total	6,533.5	121,488.1	87

*Incluye las modificaciones relacionadas con las áreas de licitación de la cuarta convocatoria de la Ronda Dos.

Mapa 5. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas



8.1.2. Aguas someras

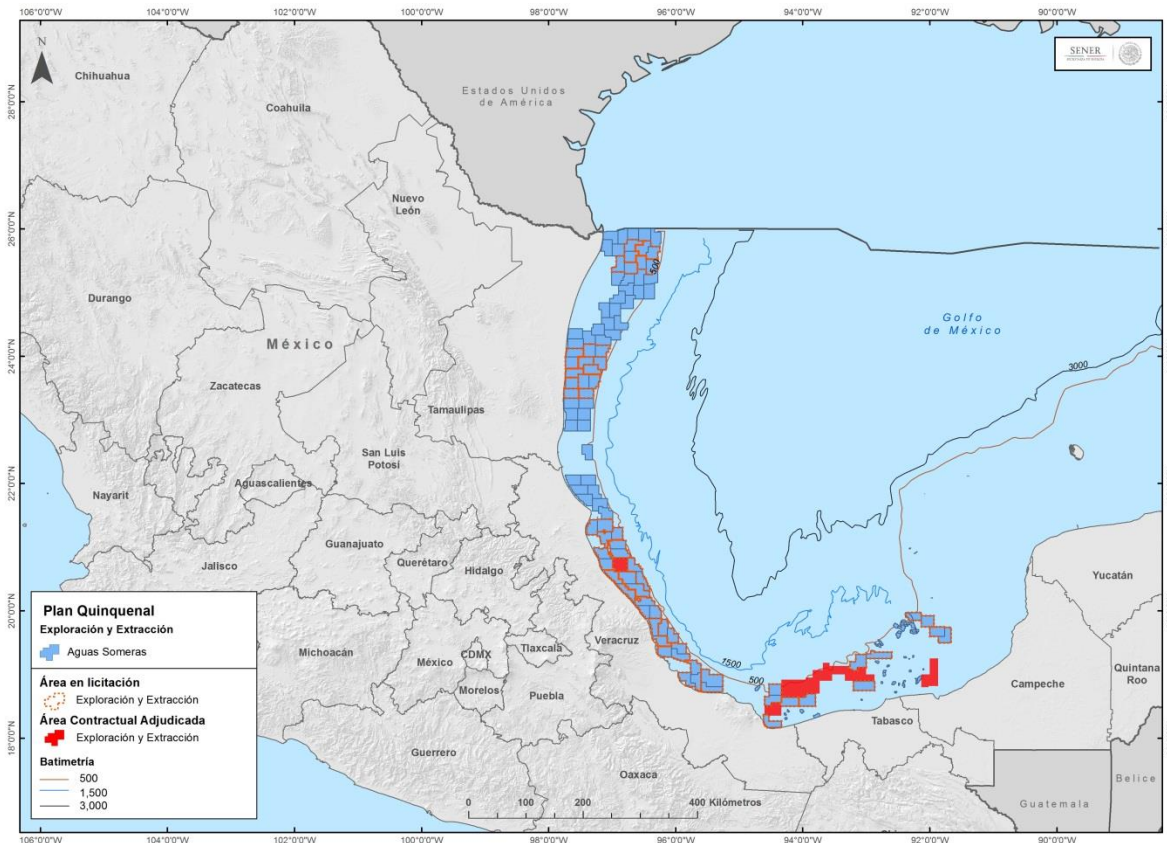
Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras⁸ acumulan un recurso prospectivo estimado de 2.878.0 MMbpce y volumen original remanente por 286.0 MMbpce, en una superficie de 42,123.6 km² [Tabla 21]. Estas áreas son adyacentes a campos con descubrimientos comerciales, por lo que se espera que la actividad petrolera de exploración determine la continuidad de los plays probados y la viabilidad comercial de algunos plays que a la fecha se consideran como hipotéticos [Mapa 6].

Tabla 21. Exploración de hidrocarburos en aguas someras*

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Burgos Somero	1,289.7	-	21,075.4	53
Tampico-Misantla-Veracruz	1,378.7	190.7	15,700.3	38
Cuencas del Sureste Somero	209.7	95.3	5,347.9	21
Total	2,878.0	286.0	42,123.6	112

*Incluye áreas consideradas en la Ronda 2.

Mapa 6. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras



⁸ Considera un ajuste por la adjudicación de 10 de 15 áreas de licitación para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras, durante la primera convocatoria de la Ronda Dos.

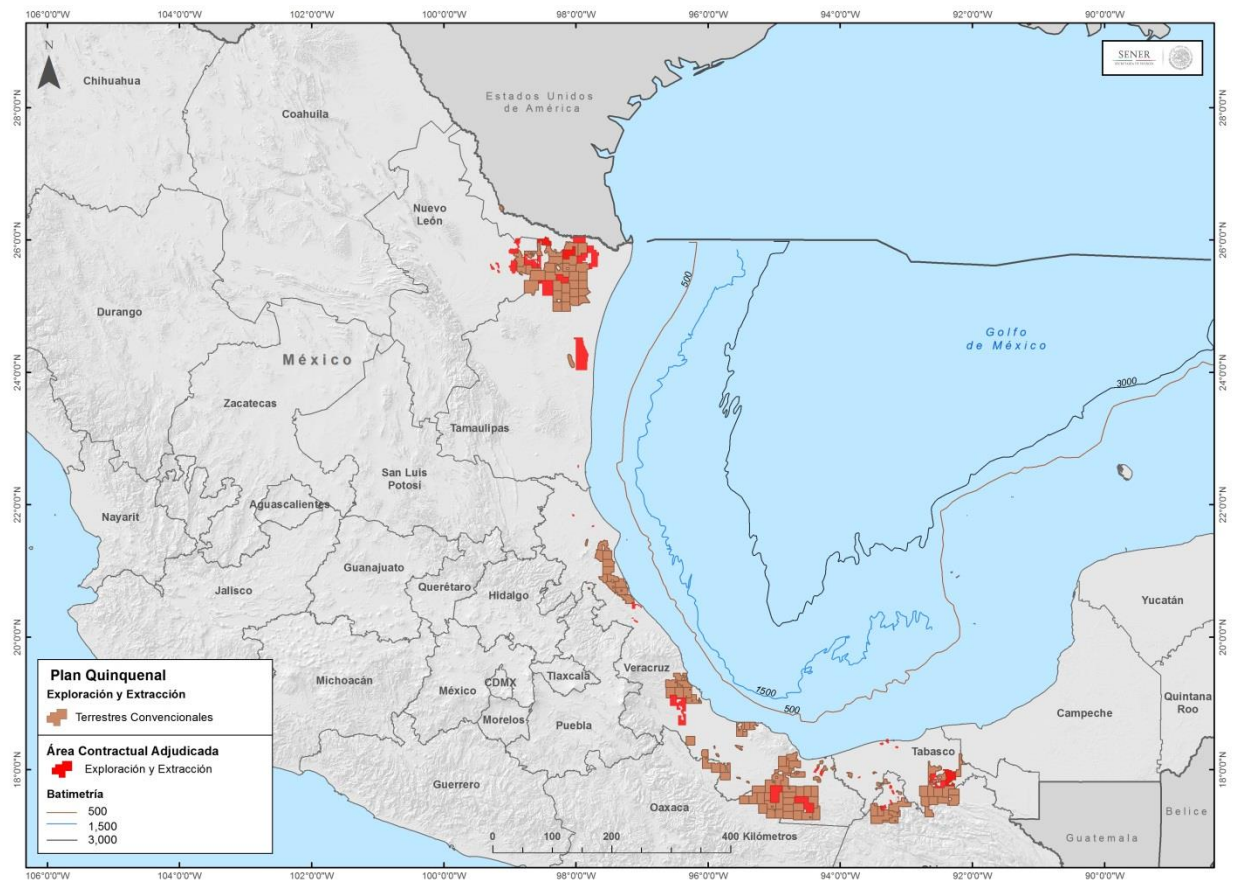
8.1.3. Áreas terrestres convencionales

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales [Mapa 7], el recurso prospectivo estimado es de 768.9 MMbpce y el volumen remanente en sitio por 113.6 MMbpce, en una superficie de 22,968.4 km² [Tabla 22].

Tabla 22. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas-Burgos	209.1	47.3	6,934.2	30
Tampico-Misantla	5.6	9.2	2,100.1	11
Veracruz	157.4	31.1	5,085.0	25
Cuencas del Sureste-Chiapas	396.8	26.0	8,849.1	41
Total	768.9	113.6	22,968.4	107

Mapa 7. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales



8.1.4. Áreas terrestres no convencionales

Para la exploración y extracción de recursos no convencionales de hidrocarburos, el Plan Quinquenal considera una superficie de aproximadamente 42,964.6 km² [Tabla 23]. La integración de áreas con la columna geológica completa conlleva a que estas áreas contengan recursos prospectivos convencionales estimados en 395.6 MMbpce además de los recursos no convencionales por 30,931.4 MMbpce, e inclusive, volumen remanente de campos por 21,322.6 MMbpce. Estas áreas se encuentran distribuidas en Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla [Mapa 8].

La definición de esta categoría parte de la integración de las regiones con mayor prospectividad de recursos en lutitas con las áreas de recursos en Chicontepec, que previamente se clasificaban de manera independiente. Las áreas de recursos no convencionales se encuentran diseñadas con base en la información geológica y geoquímica disponible para delimitar aquellas zonas con mayores espesores y mayor contenido orgánico en las lutitas. Asimismo, se consideraron objetivos en estas áreas que se encuentran a una profundidad de entre 1,000 y 4,000 metros en el subsuelo.

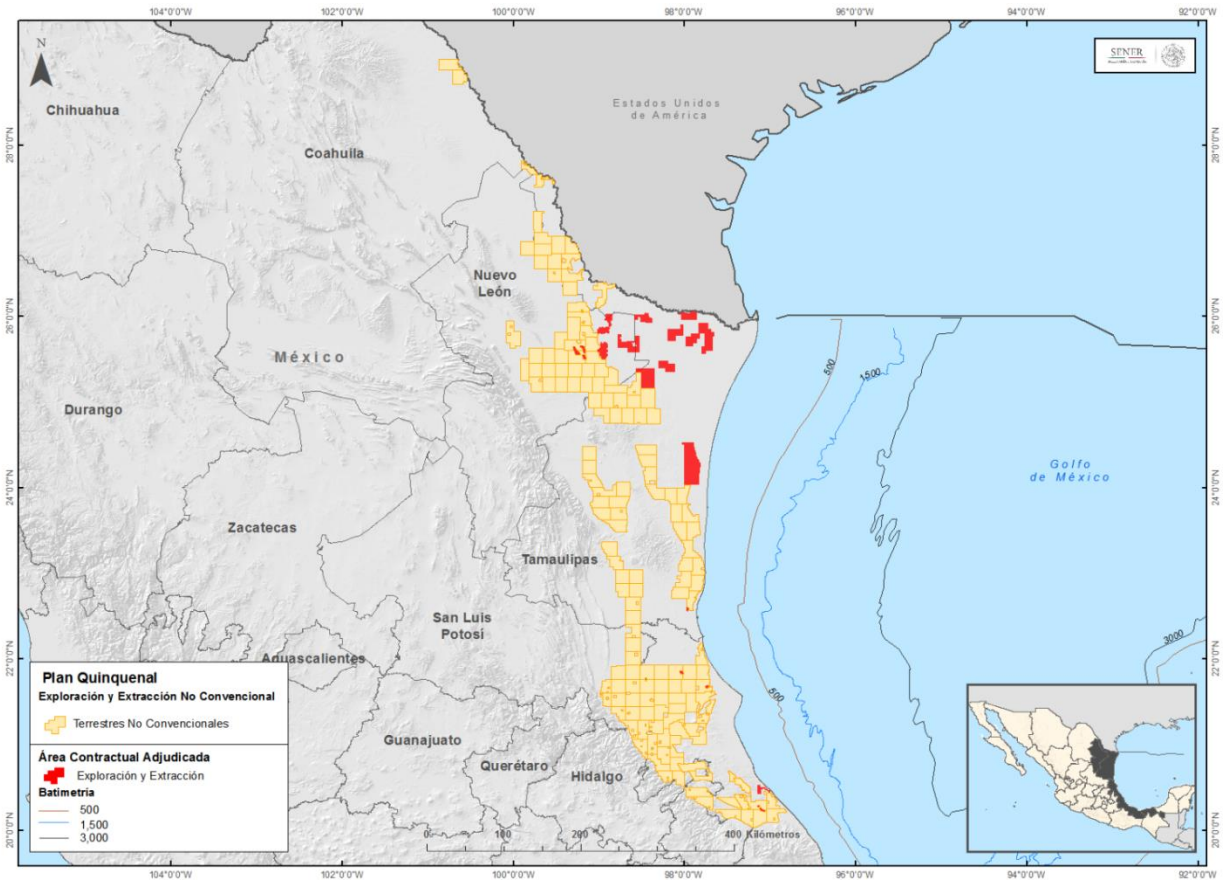
A partir de las evaluaciones del potencial se concluye que los recursos no convencionales se distribuyen en las provincias petroleras de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Asimismo, se han identificado las formaciones Pimienta del Jurásico Superior y Agua Nueva del Cretácico como dos plays que se encuentran superpuestos en distintas partes del territorio nacional.

En las provincias petroleras de Burro-Picachos, Burgos y Tampico-Misantla se considera la presencia de las áreas con las mejores condiciones para propiciar proyectos comerciales de aceite y gas no convencional, incluidos los recursos probados y la infraestructura de producción y transporte existente en el Paleocanal de Chicontepec.

Tabla 23. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas-Burgos	7,560.3	452.9	19,271.6	66
Tampico-Misantla	23,766.7	20,869.7	23,693.0	84
Total	31,327.0	21,322.6	42,964.6	150

Mapa 8. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales



8.2. Áreas para la extracción de hidrocarburos

De las áreas para actividades petroleras con recursos convencionales, el Plan Quinquenal considera 82 campos para la extracción, en los cuales, como excepción a su nuevo enfoque, únicamente se pueden realizar actividades de extracción de las reservas descubiertas. Lo anterior, como consecuencia de que estos campos se encuentran ubicados en Asignaciones de Exploración de PEMEX.

8.2.1. Aguas profundas

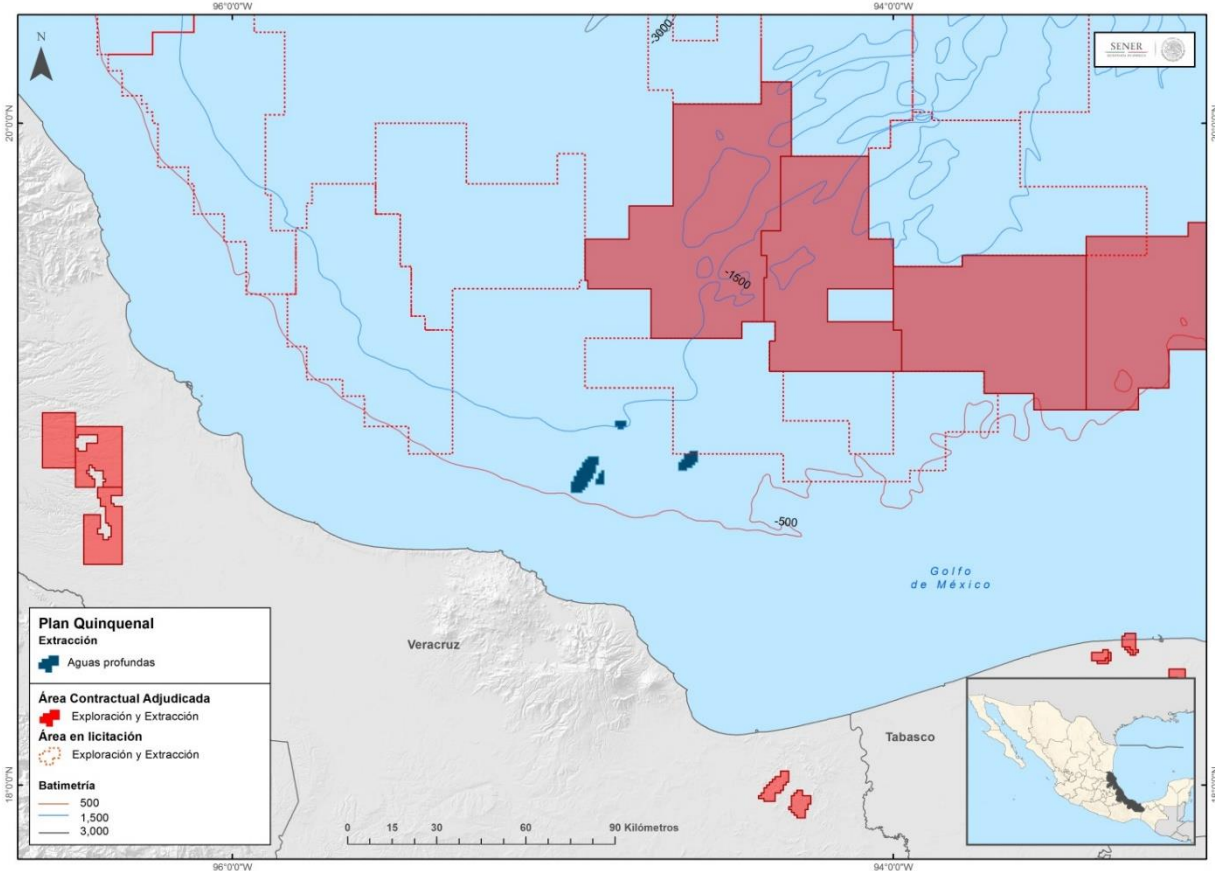
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas profundas se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa y cuentan con un volumen en sitio de 500.1 MMbpce y con una superficie aproximada de 102.3 km² [Tabla 24].

Tabla 24. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

Sector	Campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Cuenca Salina	4	500.1	102.3
Total	4	500.1	102.3

Los cuatro campos para la extracción de recursos convencionales en aguas profundas se ubican frente a las costas de Veracruz, en las provincias de Cuenca Salina del Istmo y Cinturón Plegado de Catemaco [Mapa 9].

Mapa 9. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas



8.2.2. Aguas someras

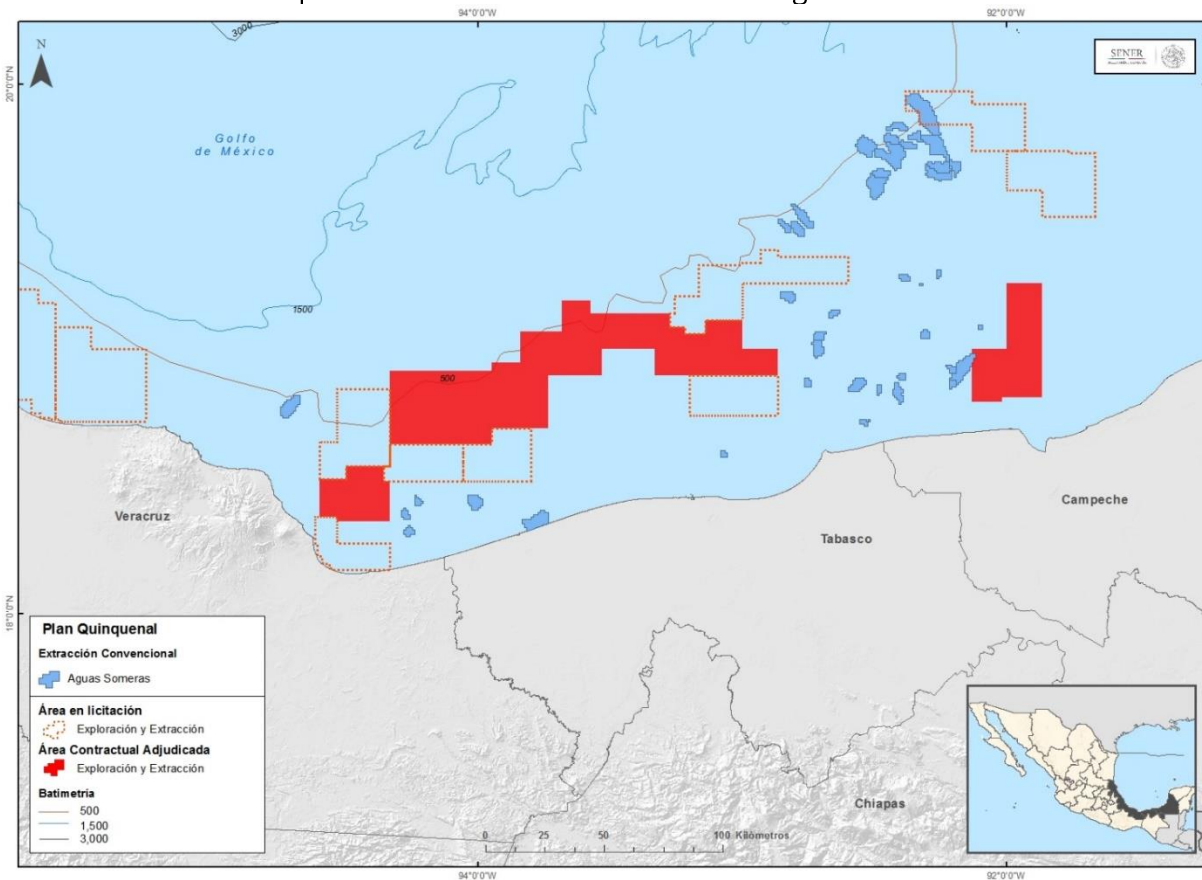
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas someras tienen tirantes de agua inferior a 500 metros [Tabla 25], poseen recursos de aceite medio a superligero con gas asociado y se estima que el volumen remanente en sitio es de 17,877.1 MMbpce. La superficie a licitar es de aproximadamente 1,084.6 km².

Tabla 25. Extracción de hidrocarburos en aguas someras

Sector	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Cuencas del Sureste Somero	38	17,613.1	1,050.2
Cuenca Salina	2	2.9	34.5
Total general	40	17,616.0	1,084.6

En su mayoría se trata de campos descubiertos pendientes de desarrollo y se localizan en Aguas Territoriales frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz [Mapa 10].

Mapa 10. Extracción de hidrocarburos en aguas someras



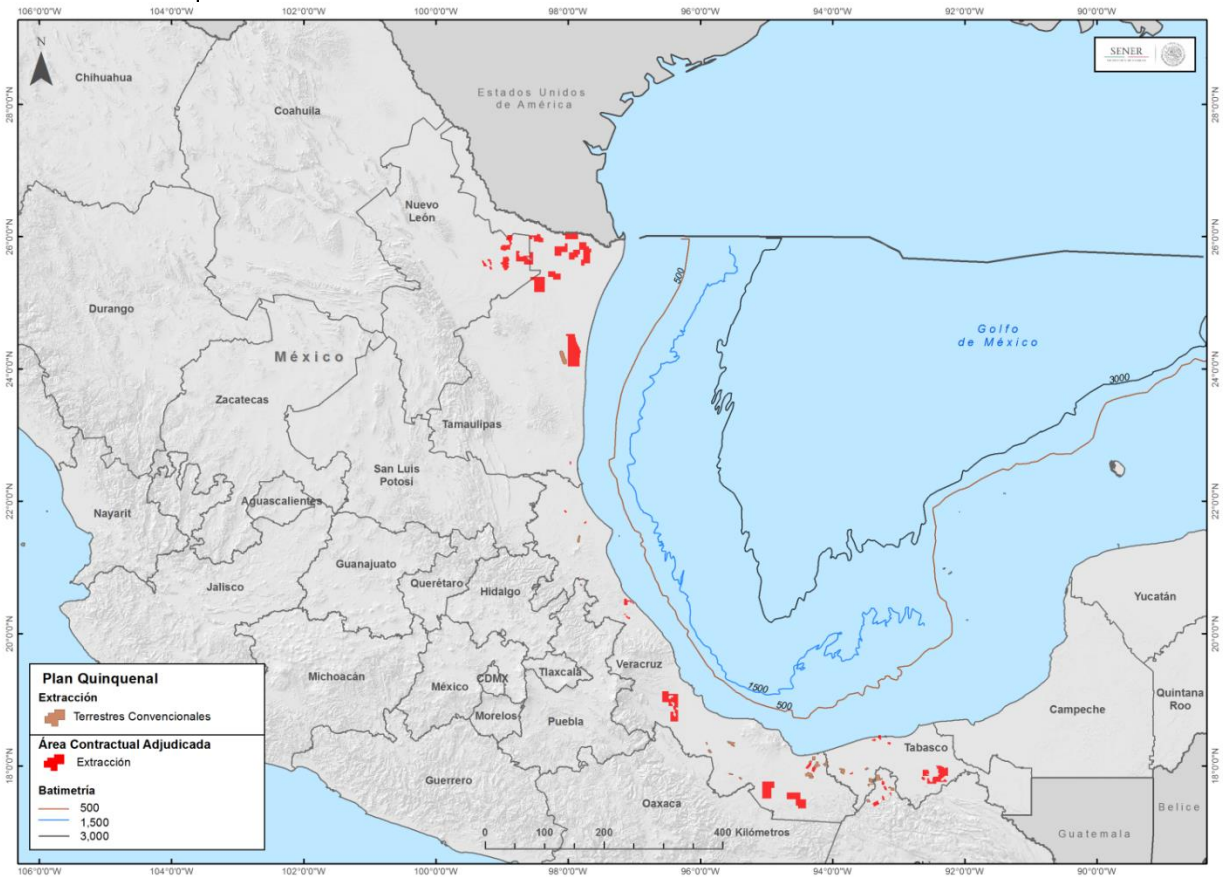
8.2.3. Áreas terrestres convencionales

Los campos para la extracción de hidrocarburos terrestres se ubican en las entidades federativas de Chiapas, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz [Mapa 11]. Estos campos poseen un volumen remanente en sitio de 765.8 MMbpce y una superficie aproximada de 668.5 km² [Tabla 26].

Tabla 26. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

Sector	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Sabinas-Burgos	3	49.8	120.6
Tampico-Misantla	2	8.7	34.8
Veracruz	5	14.5	90.0
Cuencas del Sureste-Chiapas	22	692.8	423.0
Total general	32	765.8	668.5

Mapa 11. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales



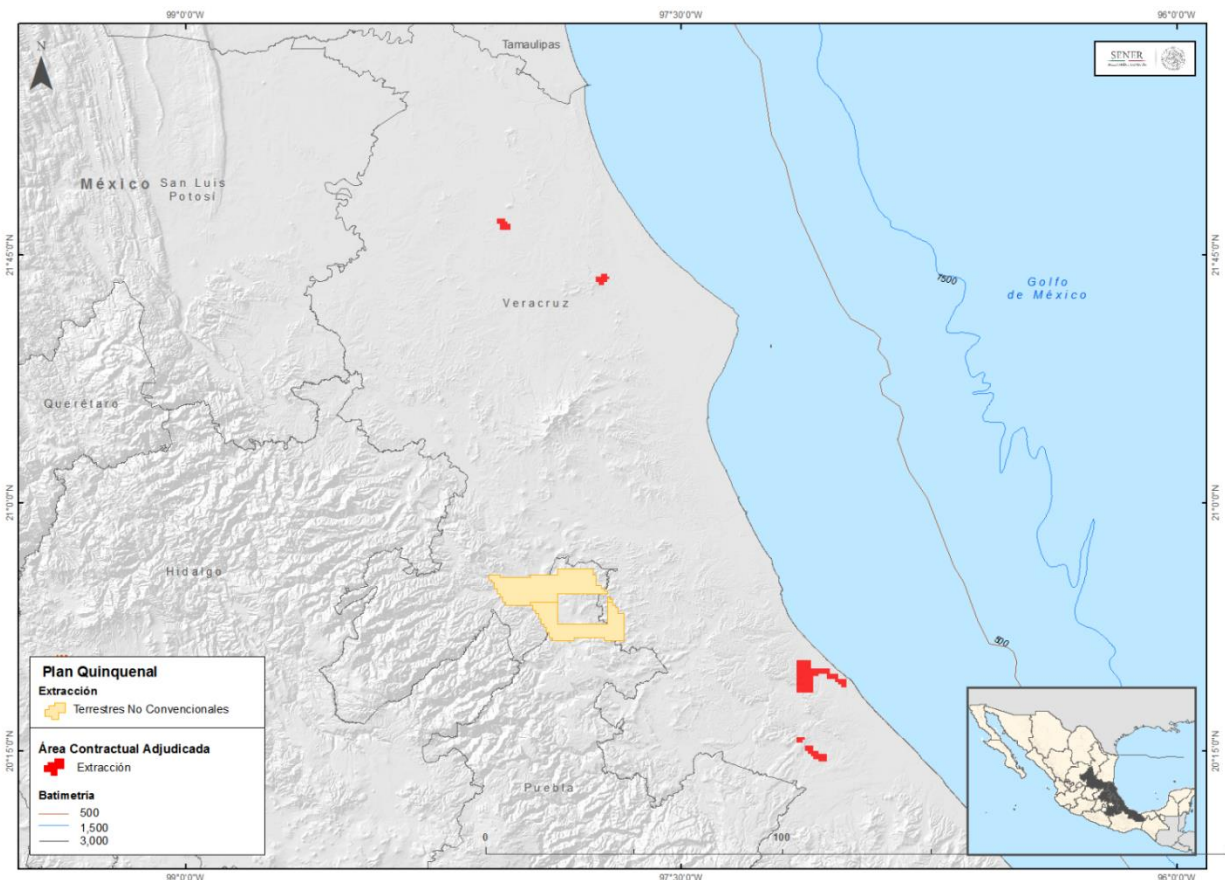
8.2.4. Áreas terrestres no convencionales

En la provincia de Tampico-Misantla se ubican campos que únicamente prevén actividades de extracción debido a su coincidencia superficial con Asignaciones de Exploración de PEMEX para recursos no convencionales [Mapa 12]. Los recursos petroleros de estos campos conjuntan un volumen remanente de 5,633.8 MMbpce en una superficie de 486.0 km² [Tabla 27].

Tabla 27: Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

Provincia	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Tampico-Misantla	6	5,633.8	486.0
Total	6	5,633.8	486.0

Mapa 12. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales



9. Áreas por entidad federativa

A continuación se presenta la información del Plan Quinquenal por entidad federativa.

En Coahuila se tiene contemplado una superficie de 577.7 km² para la exploración y extracción de recursos no convencionales con un recurso prospectivo de 84.2 MMbpce y volumen remanente de 3.8 MMbpce [Tabla 28].

Tabla 28. Áreas en Coahuila

Actividad Petrolera	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de recursos no convencionales	88.0	577.7
Total	88.0	577.7

En Tamaulipas se localiza una superficie de licitación de 20,764.2 km² donde se realizarán actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente de campos. El recurso prospectivo se estima en 9,526.2 MMbpce y el volumen remanente en 453.0 MMbpce [Tabla 29].

Tabla 29. Áreas en Tamaulipas

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional y Terrestre no convencional	9,929.4	20,643.6
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	49.8	120.6
Total		9,979.2	20,764.2

En Nuevo León se localizan 9,059.9 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 3,014.2 MMbpce en recursos prospectivos y 267.3 MMbpce en volumen remanente [Tabla 30].

Tabla 30. Áreas en Nuevo León

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional y Terrestre no convencional	3,281.5	9,059.9
Total		3,281.5	9,059.9

En San Luis Potosí se localizan 1,798.4 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 2,046.7 MMbpce en recursos prospectivos [Tabla 31].

Tabla 31. Áreas en San Luis Potosí

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre no convencional	2,046.7	1,798.4
Total		2,046.7	1,798.4

En Hidalgo se localizan 541.9 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 445.7 MMbpce en recursos prospectivos y 0.2 MMbpce en volumen remanente [Tabla 32].

Tabla 32. Áreas en Hidalgo

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre no convencional	445.9	541.9
Total		445.9	541.9

En Puebla se localizan 5.6 km² de superficie para licitación para la extracción de hidrocarburos, con 8.6 MMbpce en volumen remanente [Tabla 33].

Tabla 33. Áreas en Puebla

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	8.6	5.6
Total		8.6	5.6

En Veracruz se localiza una superficie de licitación de 19,035.3 km², en donde se realizarán actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 8,083.3 MMbpce y el volumen remanente en 17,818.9 MMbpce [Tabla 34].

Tabla 34. Áreas en Veracruz

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Extracción y extracción de hidrocarburos convencionales	Terrestre convencional y Terrestre no convencional	25,711.2	18,743.8
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	191.0	291.6
Total general		25,902.2	19,035.3

En Oaxaca se localizan 215.4 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 4.0 MMbpce en recursos prospectivos [Tabla 35].

Tabla 35. Áreas en Oaxaca

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	4.0	215.4
Total		4.0	215.4

En Tabasco se localiza una superficie de licitación de 2,682.2 km² para efectuar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 129.1 MMbpce y el volumen remanente en 392.7 MMbpce [Tabla 36].

Tabla 36. Áreas en Tabasco

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	230.1	2,565.8
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	291.7	116.4
Total general		521.8	2,682.2

En Chiapas se localiza una superficie de licitación de 951.8 km² para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 135.6 MMbpce y el volumen remanente en 162.2 MMbpce [Tabla 37].

Tabla 37. Áreas en Chiapas

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	160.5	902.0
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	137.3	49.8
Total general		297.8	951.8

En las Aguas Territoriales, la superficie de licitación asciende a 166,406.0 km², para realizar exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 10,149.5 MMbpce en recursos prospectivos y de 960.4 MMbpce en volumen remanente, así como la extracción de hidrocarburos de 44 campos con un volumen remanente por 18,377.2 MMbpce [Tabla 38].

Tabla 38. Áreas en Aguas Territoriales

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	11,049.1	169,381.3
Extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	18,377.2	1,187.0
Total general		29,426.3	170,568.3

En las entidades federativas de Chiapas, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz se cuenta con áreas que prevén la exploración y extracción de hidrocarburos con recursos prospectivos que se estiman en 9,062.5 MMbpce y volumen remanente por 3,424.7 MMbpce, en una superficie de 16,398.4 km² [Tabla 39].

Tabla 39. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, compartidos entre dos o más entidades federativas.

Entidades federativas que comparten campos a licitar	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Chiapas, Tabasco	148.6	1,399.3
Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas	162.0	301.3
Hidalgo, Puebla, Veracruz	282.8	309.6
Hidalgo, San Luis Potosí	669.7	581.7
Hidalgo, San Luis Potosí, Veracruz	412.1	300.2

Entidades federativas que comparten campos a licitar	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Hidalgo, Veracruz	5,711.8	1,983.5
Nuevo León, Tamaulipas	1,290.2	5,746.7
Oaxaca, Veracruz	45.2	2,252.4
Puebla, Veracruz	1,047.8	1,188.9
San Luis Potosí, Tamaulipas, Veracruz	175.6	247.0
San Luís Potosí, Veracruz	2,541.2	2,087.9
Total general	12,487.2	16,398.4

Chiapas, Puebla, Tabasco y Veracruz cuentan con campos para la extracción de volumen remanente compartido entre dos o más entidades federativas. Se identifican 9 campos compartidos que poseen un volumen remanente por 5,721.2 MMbpce, en una superficie de 570.6 km² [Tabla 40].

Tabla 40. Campos para la extracción de volumen remanente, compartidos entre dos o más entidades federativas.

Entidades federativas que comparten áreas de exploración	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Chiapas, Tabasco	73.3	57.0
Puebla, Veracruz	5,633.8	486.0
Tabasco, Veracruz	14.1	27.6
Total general	5,721.2	570.6

10. Modificaciones al Programa Quinquenal

Al igual que el Plan Quinquenal, el Programa Quinquenal considerará revisiones con base en la información técnica más reciente y en disposición de la CNH y la SENER. En este sentido, estas dependencias considerarán toda la información disponible y actualizada para la evaluación de las áreas a ser incluidas en los procesos de licitación. Esta perspectiva permitirá una optimización en favor del Estado y los operadores e inversionistas.

En la edición del mes de agosto de 2017, las actualizaciones en la información estadística del Programa Quinquenal respecto del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 obedecen a la variación en recursos y superficie de licitación con motivo de las áreas adjudicadas y anunciadas para licitación de la Ronda Dos.

10.1. Devolución o renuncia de áreas de Asignación

La SENER considerará las áreas que hayan sido devueltas al Estado por parte de asignatarios y contratistas. Para lo cual, en estas áreas se deberán haber cumplido las condiciones y los mecanismos legales establecidos en los títulos de asignación o contrato, según se trate.

Esta facultad deriva de lo establecido en los artículos 6, fracción III, 7, párrafo cuarto, y 19, fracción XI, de la Ley de Hidrocarburos, en los que se determina que en cumplimiento de las condiciones y mecanismos establecidos en los títulos de asignación o contratos, se realizará el proceso de reducción o devolución del área correspondiente.

Con base en las características de estas áreas, la SENER evaluará, en su caso, con asistencia técnica de la CNH, su potencial de desarrollo en términos técnicos y estratégicos. Asimismo, considerará el posible interés que operadores e inversionistas pudiesen mostrar para su licitación.

Este proceso permitirá que la SENER integre al conjunto de áreas inscritas en el Programa Quinquenal aquellas que hayan sido devueltas. Ello reducirá el riesgo de contar con áreas ociosas en las cuales no se estén llevando a cabo las actividades para las cuales fueron licitadas o asignadas. En este sentido, el Programa Quinquenal y sus procesos de licitación se integrarán por todas aquellas áreas respecto de las cuales haya capacidad para la ejecución de trabajos de exploración y extracción.

10.2. Actualización y modificación en alcance de proyectos y políticas clave

Finalmente, un elemento de decisión importante para la delimitación de áreas contractuales son las Áreas Naturales Protegidas, Zonas de Salvaguarda y las consideraciones sobre uso y ocupación de suelo por parte de comunidades indígenas. La SENER ha sido facultada a través de la Ley de Hidrocarburos para actuar en consonancia para proteger áreas ambientalmente sensibles y socialmente relevantes.

En atención a ello, se prevé que en caso de existir modificaciones a los alcances o actualizaciones a los proyectos y políticas clave, estos deberán reflejarse en los programas de licitación que emita la SENER.