



**PROGRAMA QUINQUENAL  
DE LICITACIONES PARA LA  
EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN  
DE HIDROCARBUROS  
2015 – 2019**

---

**Octubre 2016**

**SENER**  
SECRETARÍA DE ENERGÍA



## Índice

Introducción.....	3
1. Marco normativo.....	4
2. Ronda Uno.....	5
3. Ronda Dos.....	12
4. Política Energética.....	14
4.1 Pronósticos de producción.....	14
4.2 Restitución de Reservas.....	15
5. Recursos de hidrocarburos en México.....	16
5.1 Provincias geológicas y petroleras.....	16
5.2 Recursos petroleros.....	19
5.3 Reservas de hidrocarburos.....	20
5.4 Volumen remanente de hidrocarburos .....	22
5.5 Recursos prospectivos .....	23
4.6 Reservas por entidad federativa.....	25
6. Áreas a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019 .....	27
6.1. Campos para la extracción de hidrocarburos .....	30
6.1.1 Campos terrestres .....	30
6.1.2 Chicontepec .....	30
6.1.3 Aceite extra-pesado .....	31
6.1.4. Aguas someras.....	31
6.1.5 Aguas profundas.....	32
6.2. Exploración de recursos convencionales.....	33
6.2.1 Aguas profundas.....	33
6.2.2 Aguas someras.....	34
6.2.3 Áreas terrestres.....	34
6.3. Exploración de recursos no convencionales.....	35
6.3.1 Plataforma Burro-Picachos.....	35
6.3.2 Provincia de Burgos.....	36
6.3.3 Provincia de Tampico-Misantla .....	37
7. Áreas por entidad federativa.....	38
8. Modificaciones al Programa Quinquenal.....	43
8.1 Devolución o renuncia de áreas de Asignación .....	43
8.2 Actualización y modificación en alcance de proyectos y políticas clave .....	43

ANEXO 1. Información de reservas y volumen remanente 3P por campo y entidad federativa

ANEXO 2. Campos a licitar para la extracción de hidrocarburos

ANEXO 3. Áreas de licitación para la exploración de recursos convencionales

ANEXO 4. Áreas de licitación para la exploración de recursos no convencionales

ANEXO 5. Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura

## Introducción

La Reforma Energética es un cambio estructural que busca detonar el potencial del sector energético y contribuir al desarrollo del país mediante el aprovechamiento sustentable y eficiente de los recursos naturales, a través de una nueva organización en la industria de exploración y extracción de Hidrocarburos. En este nuevo contexto institucional, se desarrolló el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 que permitirá contar con una base clara para la definición de las rondas de licitación que se realicen durante este horizonte.

El objetivo del Plan es incentivar la inversión en el sector petrolero nacional para incrementar el conocimiento del subsuelo, la tasa de restitución de reservas y la producción, ampliando la capacidad del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

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 al artículo 88 de la Ley de Hidrocarburos, mensualmente se publicará una actualización a cualquier adecuación del Plan Quinquenal. Asimismo, tomando en consideración la fracción II del artículo en comento y el artículo 20, fracción V del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, se prevé la publicación de un Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos de manera mensual a partir de agosto de 2015.

Las adecuaciones al Plan Quinquenal formarán parte del presente Programa, el cual **no ha sido modificado al 31 de octubre de 2016, por lo que no refleja cambios sustanciales respecto de la información publicada en octubre de 2015.**



## **1. Marco normativo**

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 Política de los Estados Unidos Mexicanos. 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. Asimismo, 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 que se pretenden licitar en el periodo de cinco años comprendido de 2015 a 2019. Los procesos de licitación son públicos, abiertos e internacionales, y son ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contrato y lineamientos técnicos que elabore la SENER. El citado Plan encuentra sus bases legales en los artículos 26, 27 y 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, en donde se establece que durante el mes de junio del primer año de cada quinquenio la CNH deberá proponer el 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.

## **2. Ronda Uno**

La Ronda Uno comprendió una serie de licitaciones públicas para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos suscritos por el Estado Mexicano. La primera aproximación de la Ronda Uno se presentó el 13 de agosto de 2014, consistió en un portafolio balanceado de áreas y campos de diversas categorías. Esta fue la ronda fundacional de los procesos de licitación<sup>1</sup>.

El diseño original de la Ronda Uno consideró un balance de oportunidades de exploración (en áreas ya productoras), áreas poco exploradas; así como recursos de yacimientos convencionales de alto potencial prospectivo. El objetivo de este diseño es crear una industria robusta, con empresas especializadas en los distintos tipos de áreas y campos, que complementaran las actividades de PEMEX.

Los criterios utilizados para definir la Ronda Uno incluyeron:

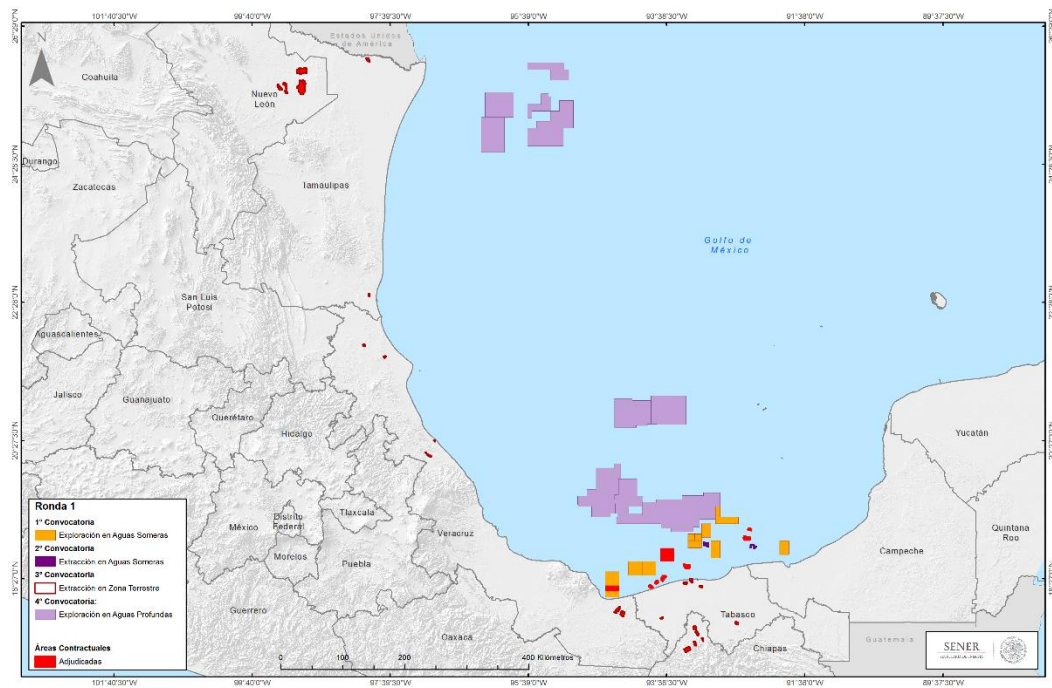
- El potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en el corto plazo;
- El potencial para incorporar nuevas reservas, y
- El potencial para incrementar los recursos prospectivos.

La Ronda Uno, como es posible observar en el Mapa 1, incluyó 54 áreas contractuales para exploración y extracción de hidrocarburos, que abarcan una superficie superior a los 29 mil km<sup>2</sup>, se contemplaron 24 áreas de exploración y 30 áreas para la extracción de hidrocarburos.

---

<sup>1</sup> CNH. 2015. Ronda Uno. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/r01-licitaciones>, consultado: 28 de octubre de 2016.

## Mapa 1. Áreas consideradas para la licitación Ronda Uno.



La Ronda Uno se puso en marcha con la publicación de cuatro convocatorias.

La primera se dio a conocer el 11 de diciembre de 2014 y se integró por 14 áreas contractuales en aguas someras en el Golfo de México. Al proceso de concurso precalificaron un total de 25 licitantes entre empresas individuales y consorcios. 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 en nuestro país a partir de la implementación de la Reforma Energética. Estos contratos fueron firmados el 4 de septiembre de 2015 por la CNH, en representación del Estado, y el licitante ganador conformado por Sierra Oil & gas, S. de R.L. de C.V en consorcio con Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC.

La segunda se publicó el 27 de febrero de 2015, se incluyeron nueve campos distribuidos en cinco áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en aguas someras. En esta ocasión los campos en concurso incluían reservas certificadas. Para esta segunda convocatoria precalificaron un total de 14 licitantes. 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. Las empresas ganadoras son la italiana ENI International B.V. para el contrato que abarca las áreas Amoca, Miztón, Tecoalli; el consorcio Pan American Energy, LLC y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. para el contrato del área Hokchi; y el consorcio Fieldwood Energy, LLC y Petrobal, S.A.P.I. de C.V. para el contrato de las áreas Pokoch e Ichalkil. El resultado fue satisfactorio al contar con 15 ofertas válidas en total y conseguir un 67% de colocación de los campos en concurso. Las

ofertas ganadoras estuvieron por encima de los valores mínimos establecidos por la SHCP para la adjudicación, resultando en contratos competitivos para el Estado.

El 30 de noviembre de 2015 se llevó a cabo la firma del contrato del área contractual 1 entre CNH y ENI International B.V., y el 7 de enero de 2016 se firmaron los dos contratos restantes uno con el consorcio formado por Fieldwood y Petrobal, y el otro formado por Panamerican y E&P Hidrocarburos.

El 12 de mayo de 2015 se anunció que la tercera convocatoria que incluía 25 áreas contractuales para extracción en zonas terrestres. Para esta tercera convocatoria precalificaron un total de 51 licitantes. El 15 de Diciembre de 2015, se llevó a cabo la presentación de propuestas de la tercera licitación. Durante dicho acto se adjudicaron veinticinco contratos bajo la modalidad de Licencia (adjudicación del 100% de los bloques ofertados). A continuación se listan los ganadores por campo:

**Tabla 1. Información de Licitantes ganadores de la tercera convocatoria de la Ronda Uno.**

<b>Campo</b>	<b>Licitante Ganador</b>
Tajón	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
Cuichapa	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.
Moloacán	Canamex Dutch B.V.
	Perfolat de México, S.A de C.V.
	American Oil Tools S. de R.L. de C.V.
Barcodón	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC
	Tabular Technology, S.A. de C.V.
	Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.
Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
Mayacaste	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.
Malva	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
Peña Blanca	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
Benavides-Primavera	Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V.
	Nuvoil, S.A. de C.V.
	Constructora Marusa, S.A. de C.V.
Fortuna Nacional	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
Ricos	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
Mareógrafo	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
Carretas	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.

Pontón	Geo Estratos, S.A. de C.V.
	Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
Tecolutla	Geo Estratos, S.A. de C.V.
	Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
Secadero	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.
	Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.
Duna	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.
San Bernardo	Sarreal, S.A. de C.V.
Calibrador	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
La Laja	Geo Estratos, S.A. de C.V.
	Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
Calicanto	Grupo Diargco, S.A. de C.V.
Paso de Oro	Geo Estratos, S.A. de C.V.
	Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.

Los términos de las propuestas ganadoras fueron altamente atractivos para el Estado mexicano en términos de los retornos que se espera recibir a partir de la producción de hidrocarburos. Con este resultado se incrementó a treinta y uno el número de empresas que participan en el Sector de Hidrocarburos en exploración y extracción hidrocarburos en nuestro país. De las mencionadas contamos a Pemex y a diez de sus proveedores actuales.

El 10 de mayo de 2016 se llevó a cabo la firma de 19 de los contratos adjudicados, por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en nombre del Estado y 12 contratistas que se enumeran en la Tabla 2 que a continuación se muestra:

**Tabla 2. Información de Licitantes que llevaron a cabo la firma de los contratos de la tercera convocatoria de la Ronda Uno el 10 de mayo de 2016.**

<b>Campo</b>	<b>Licitante Ganador</b>
9. Fortuna Nacional 23. Tajón	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
7. Cuichapa- Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.
14. Moloacán	Canamex Dutch B.V.
	Perfolat de México, S.A de C.V.
	American Oil Tools S. de R.L. de C.V.

1.Barcodón 6.Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
11. Malva; 15.Mundo Nuevo y 25. Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
16.Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC
	Tabular Technology, S.A. de C.V.
	Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.
4.Calicanto y 13.Mayacaste	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.
5. Carretas y 18.Peña Blanca	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
2.Benavides- Primavera	Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V.
	Nuvoil, S.A. de C.V.
	Constructora Marusa, S.A. de C.V.
3.Calibrador y 12.Mareógrafo	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
22.Secadero	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.
	Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.
8.Duna	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.

Respecto a las Áreas Contractuales 10. La Laja; 17. Paso de Oro; 19. Pontón; 20. Ricos; 21. San Bernardo y 24. Tecolutla, cuyos Contratos no fueron suscritos por causas imputables a los licitantes ganadores conforme a lo siguiente:

Áreas Contractuales 10 La Laja, 17 Paso de Oro, 19 Pontón y 24 Tecolutla adjudicadas a Geo Estratos MXOil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V., en consorcio con Geo Estratos, S.A. de C.V. no se suscribieron por causas imputables al consorcio al no presentar las garantías de cumplimiento y corporativas y demás información para la inscripción de los Contratos ante el Fondo Mexicano del Petróleo.

Área Contractual 20 Ricos adjudicada a Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V., no se suscribió al no presentar Garantía de Cumplimiento.

Área Contractual 21 San Bernardo adjudicada a Sarreal, S.A. de C.V., no se suscribió al no presentar Garantía de Cumplimiento.

Tal como lo establecieron las Bases de Licitación y el Fallo correspondiente publicado en el Diario Oficial de la Federación el pasado 24 de diciembre de 2015, los Contratos correspondientes a estas áreas contractuales, fueron adjudicados al licitante que obtuvo el segundo lugar durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria

de 2016 del Órgano de Gobierno de la CNH celebrada el 11 de mayo. En esa misma fecha, el Comité Licitatorio notificó la adjudicación de los Contratos a los Licitantes que obtuvieron el segundo lugar.

**Tabla 3. Información de Licitantes en segundo lugar a los que se adjudicaron los Contratos que no fueron suscritos por causas imputables a los licitantes ganadores de la tercera convocatoria de la Ronda Uno.**

<b>Campo</b>	<b>Segundo Lugar</b>
10 La Laja.	Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V. en Consorcio con Ingeniería, Construcciones y Equipos Conequipos Ing. Ltda; Industrial Consulting S.A.S.; y Constructora Tzulán, S.A. de C.V
17.Paso de Oro	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.
19.Pontón	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
20.Ricos	Steel Serv, S.A. de C.V. en Consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S.A. de C.V.; Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S.A. de C.V.; Mercado de Arenas Sílicas, S.A. de C.V.
21. San Bernardo	Strata Campos Maduros, S.A.P.I de C.V.
24.Tecolutla	Tonalli Energía, S.A.P.I de C.V.

El 17 de diciembre de 2015 se publicaron las bases y el modelo de contrato de la cuarta convocatoria de la Ronda Uno, dicha convocatoria comprende 10 bloques exploratorios en aguas profundas, de los cuales 4 se ubican en el Área del Cinturón Plegado de Perdido y 6 en la Cuenca Salina del Golfo de México.

La Tabla 4 muestra la distribución de recursos, tipos de contratos, áreas y ubicación de las cuatro convocatorias de la Ronda Uno. Destaca la diversidad del portafolio en cuanto al tipo de recursos, materialidad de los proyectos, así como el modelo de contrato propuesto a fin promover una mayor inversión en los distintos tipos de áreas y campos puestos a licitación.

**Tabla 4. Información de convocatorias, Ronda Uno**

	<b>Primera convocatoria (bloques de exploración)</b>	<b>Segunda convocatoria (campos de exploración y extracción)</b>	<b>Tercera convocatoria (campos de extracción)</b>	<b>Cuarta convocatoria (campos de exploración y extracción)</b>
Recursos prospectivos (MMbpce)	687	-	-	2,907
Reservas certificadas (MMbpce)	-	1P: 143 2P: 355 3P: 671	Volumen Remanente: 1,882	

Área total (km <sup>2</sup> )	4,222	279	823	23,835
Tamaño de bloques/ campos (km <sup>2</sup> )	116 – 500	42 – 68	7 – 171	1,687 – 3,287
Numero de bloques/campos	14	9 campos, en 5 contratos.	25	10
Ubicación	Aguas someras	Aguas someras	Terrestre	Aguas profundas
Modalidad de contratación	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia
Fecha de Fallo	15 de julio de 2015	30 de septiembre de 2015	15 de diciembre de 2015	5 de diciembre de 2016
Contratos Adjudicados	Bloques 2 y 7	Áreas contractuales 1, 2 y 4	Las 25 Áreas contractuales	
Empresas Ganadoras	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V. en consorcio con Talos Energy LLC y Premier Oil PLC.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eni International B.V.</li> <li>• Pan American Energy LLC en consorcio con E&amp;P Hidrocarburos y Servicios, S.A.de C.V.</li> <li>• Fieldwood Energy LLC en consorcio con Petrobal S.A.P.I. de C.V.</li> </ul>	Ver tabla 1	Próxima a realizarse

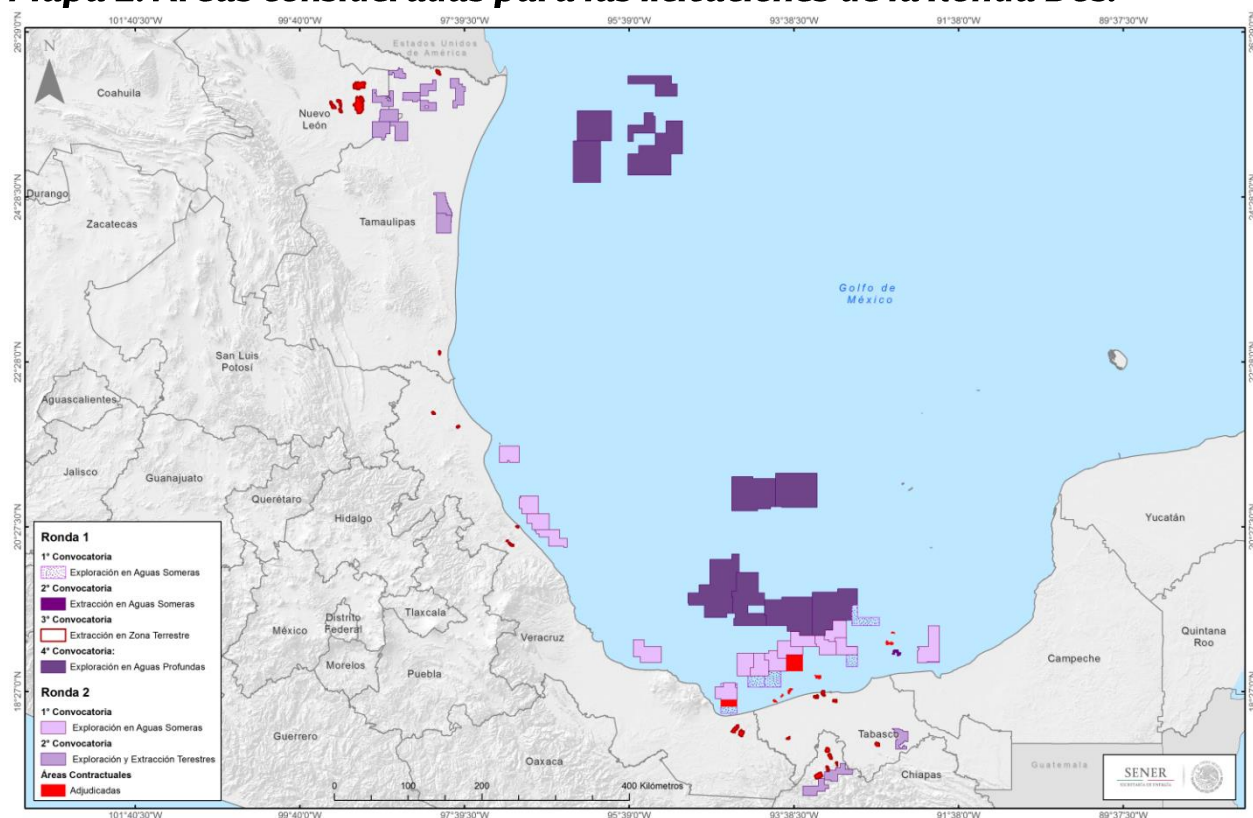
Estimaciones CNH y SENER.  
Fuente: <http://rondasmexico.gob.mx>



### 3. Ronda Dos

La Ronda Dos comprende una serie de licitaciones públicas para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos que lleva a cabo el Estado Mexicano. El proyecto consiste en un portafolio balanceado de áreas y campos de diversas categorías. Que buscan atraer empresas con capacidad para desarrollar proyectos para iniciar la producción en el menor plazo posible.<sup>2</sup>

**Mapa 2. Áreas consideradas para las licitaciones de la Ronda Dos.**



La Ronda Dos se encuentra en marcha con la publicación de dos convocatorias.

La primera convocatoria de la Ronda Dos se anunció el 20 de julio de 2016 con la publicación de las bases y del modelo de contratación la cual incluirá 15 bloques exploratorios en aguas someras del Golfo de México, bajo la modalidad contractual de producción compartida. A diferencia de las primeras convocatorias de la Ronda Uno, en esta ocasión se consideraron áreas exploratorias 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. Cabe resaltar que aproximadamente el 51% del área no adjudicada durante la primera y segunda convocatorias de la Ronda Uno se incluyó en esta primera convocatoria de

<sup>2</sup> [http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/07/1ra\\_Conv\\_R2\\_SSH-SHCP-CNH-v20Jul2016.pdf](http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/07/1ra_Conv_R2_SSH-SHCP-CNH-v20Jul2016.pdf)

la Ronda Dos. Al momento ésta convocatoria se encuentra en el periodo para solicitar el acceso a la información del cuarto de datos y realizar el pago para dicho acceso, y en la primera etapa de aclaraciones respecto de las bases y del contrato. El acto de presentación y apertura de propuestas de estos contratos se llevará a cabo el 22 de marzo de 2017.

El 23 de agosto de 2016 se publicaron las bases y el modelo de contratación para la segunda convocatoria de la Ronda Dos la cual incluirá 12 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en campos terrestres mediante un contrato bajo la modalidad de licencia. Al momento ésta convocatoria se encuentra en el periodo para solicitar el acceso a la información del cuarto de datos y realizar el pago para dicho acceso, así también se encuentra en la primera etapa de aclaraciones respecto de las bases y del contrato. El acto de presentación y apertura de propuestas de estos contratos se llevará a cabo el 5 de abril de 2017.

**Tabla 5. Información de convocatorias, Ronda Dos**

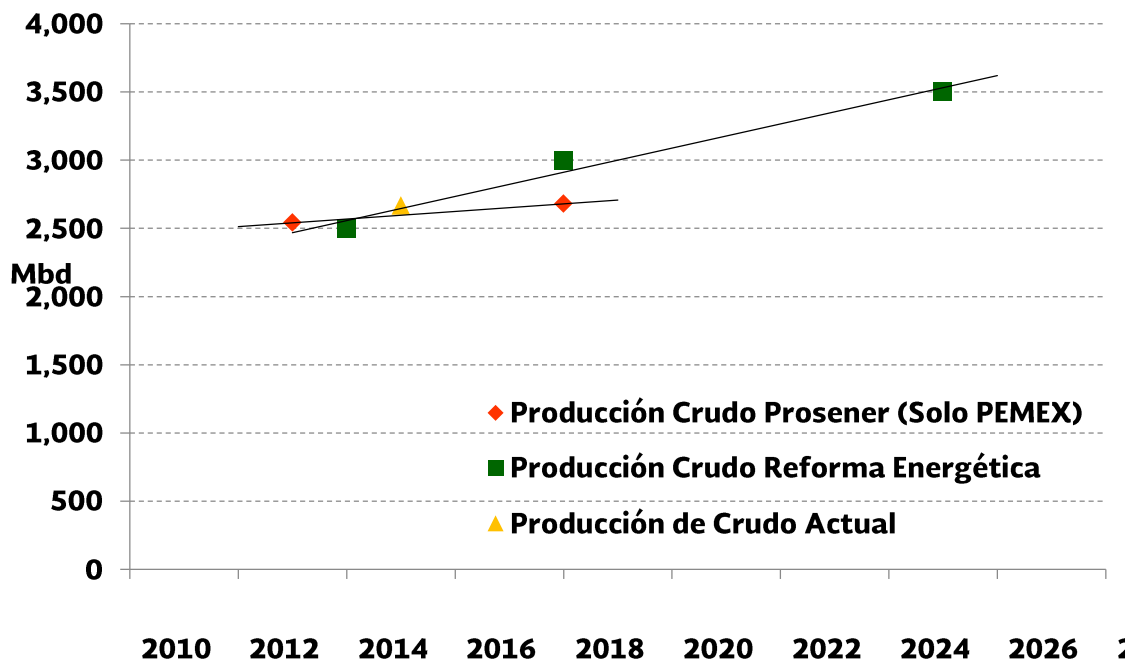
	<b>Primera convocatoria (áreas de exploración y extracción)</b>	<b>Segunda convocatoria (áreas de exploración y extracción)</b>
Recursos prospectivos (MMbpce)	1,587	643
Reservas certificadas (MMbpce)	104	15.2
Área total (km <sup>2</sup> )	8,908	5,066
Tamaño de bloques/ campos (km <sup>2</sup> )	466–972	349–479
Numero de bloques/campos	15	12
Ubicación	Aguas someras	Terrestre
Modalidad de contratación	Producción compartida	Licencia
Fecha de Fallo	22 de marzo de 2017	5 de abril de 2017
Contratos Adjudicados	Próxima a realizarse	Próxima a realizarse

## 4. Política Energética

### 4.1 Pronósticos de producción

A través de las Rondas de licitaciones se busca aumentar la producción de petróleo en 500 mil barriles para 2018 y en 1 millón de barriles para 2025. La Gráfica 1 muestra el volumen de producción alcanzado en promedio durante 2015, las metas planteadas en 2013 a partir de la Reforma Energética, y las metas definidas en el PROSENER<sup>3</sup>. Cabe mencionar que las metas producción anunciadas con la aprobación de la Reforma Energética se establecieron a partir de precios del petróleo de alrededor de 100 dólares por barril y una producción de petróleo de PEMEX de alrededor de 2.5 millones de barriles diarios (MMbd).

**Gráfica 1. Producción de crudo actual y pronosticada**



Alcanzar estas metas dependerá de un conjunto de factores endógenos y exógenos al sector. Algunos de los factores que pueden afectar la producción nacional son la recuperación del precio del petróleo, los costos de producción, el pronóstico de crecimiento del Producto Interno Bruto, la producción global de hidrocarburos, la disponibilidad de almacenamiento, los inventarios, el tipo de cambio, entre otros. Por lo anterior, tanto el Plan Quinquenal como el presente Programa constituyen instrumentos dinámicos que pueden adaptarse a un entorno cambiante, cambios que se verán reflejados en dichos instrumentos. En particular, el mecanismo de

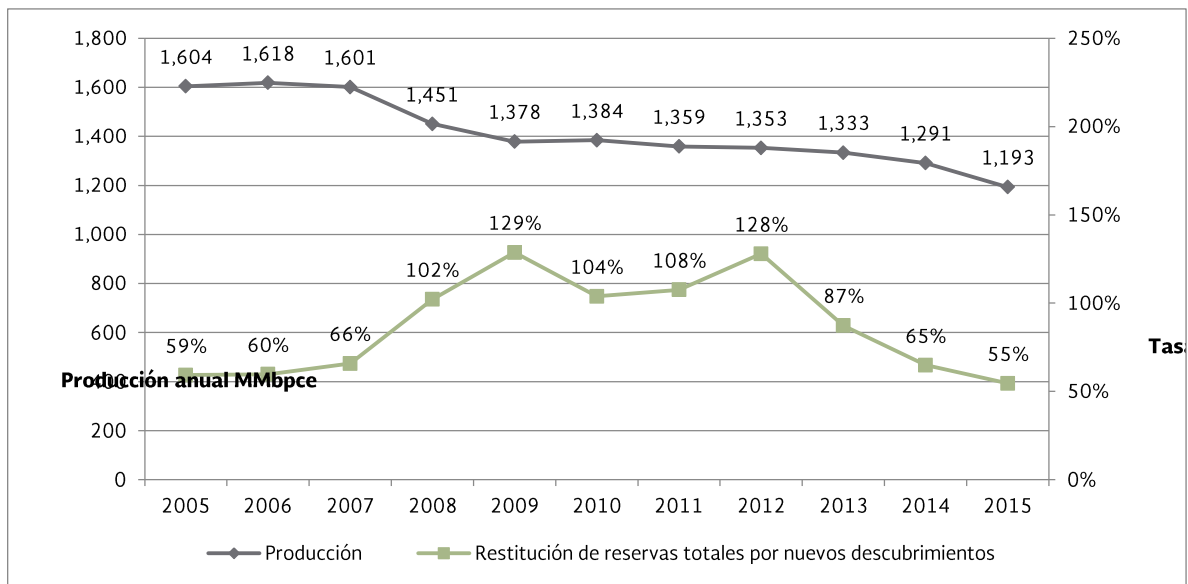
<sup>3</sup> El volumen de producción sólo toma en cuenta la producción de PEMEX, ya que el PROSENER se publicó en 2013 antes de la aprobación de la Reforma Energética.

evaluación permitirá aminorar el efecto de algunos de ellos en las rondas de licitación y su posible impacto en los contratos establecidos.

## 4.2 Restitución de Reservas

Incrementar la tasa de restitución de reservas permite aumentar los recursos a los que podrán tener acceso las futuras generaciones de nuestro país. En México durante el 2015, la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos descendió a 55%, como se aprecia en la Gráfica 2. Para lograr incrementar esta tasa se contará con un portafolio diversificado de proyectos que 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.

**Gráfica 2. Producción Anual y Tasa de Restitución de Reservas**



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Lo anterior deberá traducirse en que la mayor actividad exploratoria que se genere por la asignación de bloques mediante las distintas licitaciones tenga como resultado una tasa de restitución de reservas de al menos 100% que permita dar sostenibilidad a la industria petrolera nacional.

## 5. Recursos de hidrocarburos en México

A continuación, se presenta un resumen de la información más relevante de los recursos petroleros de México sobre sus características geológicas, localización geográfica, reservas y recursos prospectivos, con el objeto de precisar los recursos con los que cuenta el país.

### 5.1 Provincias geológicas y petroleras

El territorio y el mar patrimonial de México se encuentran divididos en 48 Provincias Geológicas<sup>4</sup>, 23 cuentan con sistemas petroleros, identificados a partir del grado de conocimiento geológico actual, que sustentan la exploración de hidrocarburos. De esas 23 provincias, 12 se definen como Provincias Petroleras con sistemas petroleros activos, las cuales se describen a continuación<sup>5</sup>.

**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

---

<sup>4</sup> CNH. 2010. Provincias Petroleras. Disponible en: <http://cnh.gob.mx/rig/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>

<sup>5</sup> Ibídem.

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 laramídic.

**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.

**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 y Maximino-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 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 la 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 laramídic. 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. 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 laramídica. 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 potenciales convencionales.

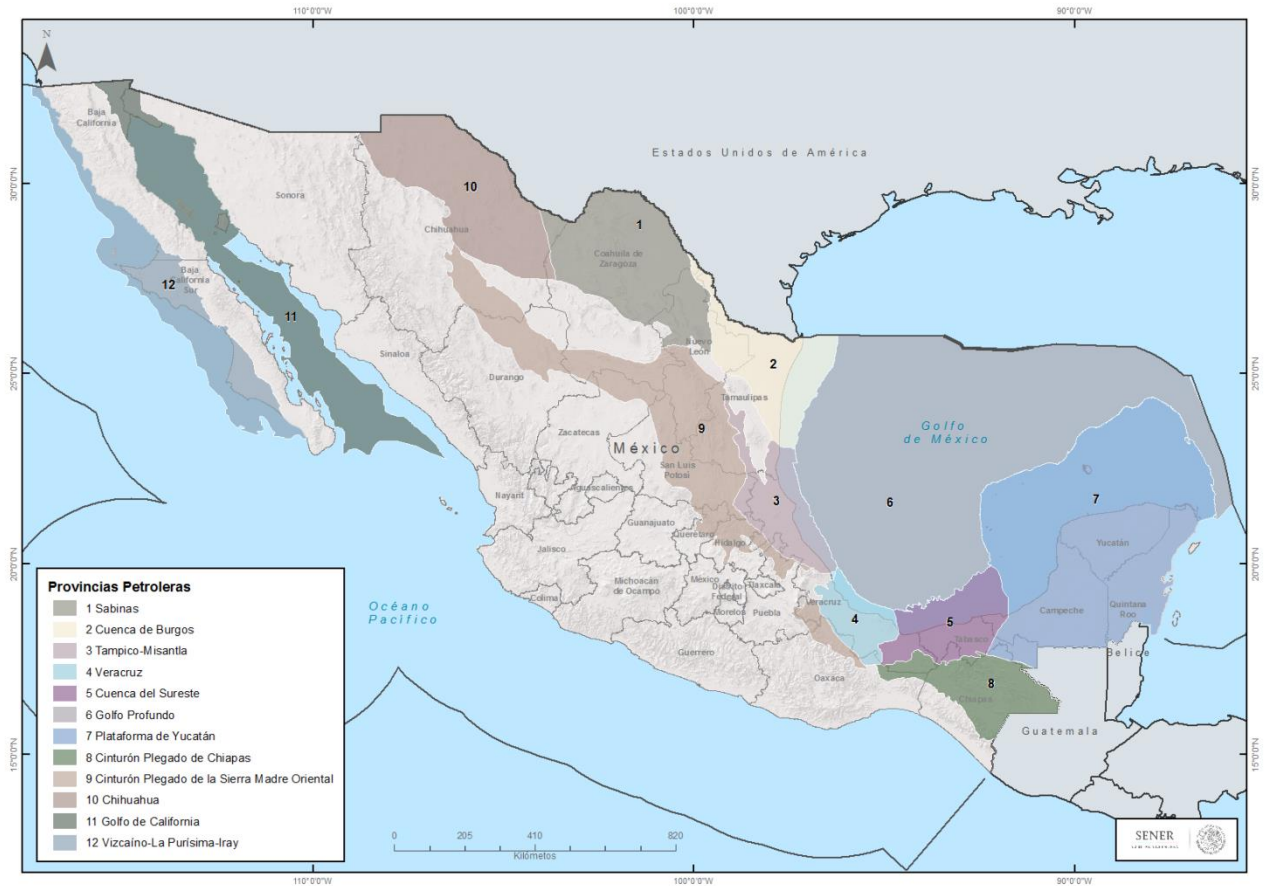
**11.- Golfo de California:** Aquí se ha probado la existencia de gas seco. Las rocas generadoras son lutitas del Mioceno y los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas del Mioceno y Plioceno. Las trampas son combinadas y están asociadas a procesos extensionales y transtensionales. El único 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 acañamientos 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. Una tarea pendiente es ampliar las actividades exploratorias en provincias como el Golfo de México Profundo.



### Mapa 3. Provincias Petroleras



### 5.2 Recursos petroleros

En México, la clasificación de los recursos hidrocarburos considera todas las cantidades de ocurrencia natural, descubiertas o no descubiertas, además de las cantidades ya producidas. De conformidad con la evaluación al 1 de enero de 2016, los recursos petroleros de México 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, el país cuenta con 24074.4 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 10,242.7 MMbpce son reservas probadas (1P).

**Tabla 6. Recursos Identificados en México al 1 de enero de 2015 (MMbpce)**

Provincia petrolera*	Producción acumulada		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sabinas-Burro-Picachos	94.8	0.2	7.2	20.7	51.0	395	13,950
Burgos	2,275	4.0	228.6	380.0	562.8	3,204	10,770



Tampico-Misantla**	7,245.8	12.8	901.8	3,983.6	6,718.7	2,347	34,922
Veracruz	823.3	1.4	155.5	196.4	231.8	1,432	563
Cuencas del Sureste	46,330.9	81.6	8,855.3	11,888.7	16,029.5	14,466	
Golfo de México Profundo			93.8	167.5	467.6	27,835	
Plataforma de Yucatán						1,778	
Cinturón Plegado de Chiapas	22.5		0.6	5.8	13.1	1,172	
<b>Total</b>	<b>56,792.7</b>	<b>100</b>	<b>10,242.7</b>	<b>16,642.8</b>	<b>24,074.4</b>	<b>52,629</b>	<b>60,205</b>

Nota:\*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 producción total). Además cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (66.6% 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.

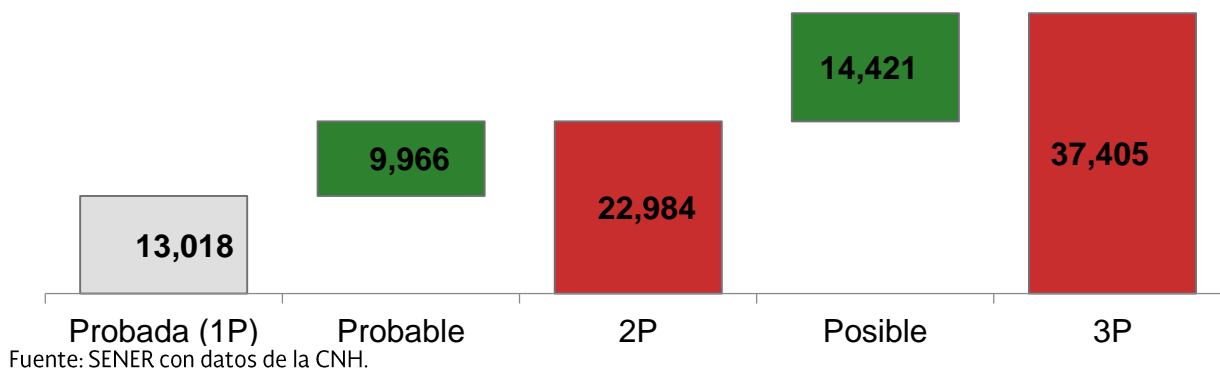
Las cifras anteriores destacan el potencial con el que cuenta México. Es importante añadir que la Tabla 6 se realizó con base en la información derivada de las actividades productivas y exploratorias de PEMEX, que hasta 2015 fue el único productor de petróleo y gas en México. Por lo tanto, con el fin 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.

### 5.3 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 y producción y evaluación económica. De acuerdo a la evaluación al 1 de enero de 2015, México

cuenta con reservas totales por 37,405 MMbpce, probadas de 13,018 MMbpce, probables por 9,966 MMbpce y posibles de 14,421 MMbpce<sup>6</sup>. Como lo muestra la siguiente gráfica, más de la mitad de las reservas (61%) se clasifican como reservas 2P.

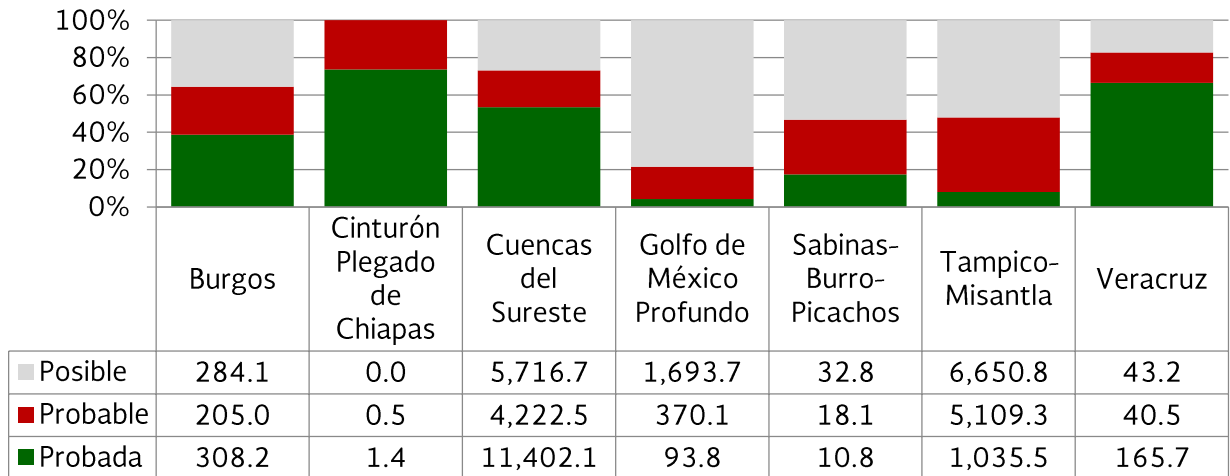
**Gráfica 3. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015 (MMbpce)**



En términos comparativos entre las provincias petroleras, la gráfica 4 muestra que 96% de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Estas poseen el 94% y 86% de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas en las Cuencas del Sureste, el 47% corresponde a reservas probables y posibles, equivalentes a 9,939 MMbpce. Por su parte, en la Provincia Petrolera de Tampico-Misantla estas categorías de reservas representan el 92% del total de las reservas, es decir 11,760 MMbpce.

<sup>6</sup> Sener y CNH. 2015. Resumen del Registro de Reservas 2015. Disponible en: <http://egob2.energia.gob.mx/SNIH/Reportes/Portal.swf?ProgGuid=FCAF8F9D-21D6-4661-98B5-55D84B9C1D99>

**Gráfica 4. Reservas de hidrocarburos de México por Provincia Petrolera (MMbpce)**



Fuente: SENER, 2015.

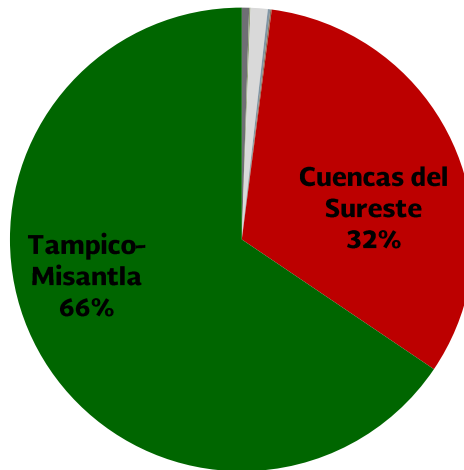
En estos términos, se observa que existe un amplio potencial para la reclasificación de reservas por medio de una mayor actividad exploratoria, pero sobre todo por la aplicación de métodos tecnológicos óptimos en las actividades de evaluación y desarrollo que incrementen el factor de recuperación

#### **5.4 Volumen remanente de hidrocarburos**

Este indicador refleja el potencial de hidrocarburos que existe en cada campo, independientemente de si su producción resulta técnica o económicamente viables. No obstante, se considera que este indicador ofrece una referencia adicional para estimar el potencial petrolero en cada campo.

Al 1 de enero de 2015, se reportan 74,265 MMbpce de volumen remanente para campos a licitar en Rondas del Estado, de los cuales el 98% se concentra en las provincias de Cuencas del Sureste y de Tampico Misantla.

**Gráfica 5. Volumen remanente para rondas de licitación al 1 de enero de 2015 (MMbpce)**



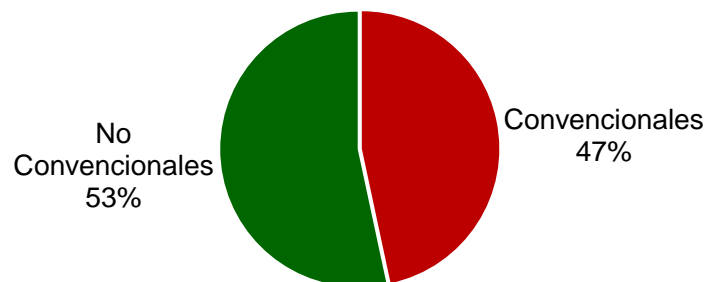
Fuente: SENER, 2015.

### 5.5 Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos representan el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de 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 es de 112,834 MMbpce, lo que equivale prácticamente al doble de los recursos hidrocarburos extraídos en México en los últimos 100 años. Como se muestra en la Gráfica 6, en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 53% de recursos no convencionales y 47% de recursos convencionales.

**Gráfica 6. Recursos prospectivos de hidrocarburos al 1 de enero de 2015 (MMbpce)**



Fuente: Elaboración SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2015 y Base de Datos de Plays, ambas de PEMEX.

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

**Tabla 7. Recursos Prospectivos en México (MMbpce)**

	Documentado	No documentado
Convencional	35,525	17,104
No convencional	51	60,153

Fuente: Elaboración SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2015 y Base de Datos de Plays, 2014, PEMEX.

La actividad de exploración en el periodo 2011 a 2014, permitió a PEMEX documentar 141 oportunidades con un recurso no convencional asociado de 51 MMbpce aproximadamente. La distribución de los recursos prospectivos de acuerdo con su respectiva Provincia Petrolera se encuentra en la siguiente tabla. Destacan las Cuencas del Sureste así como el Golfo de México Profundo por ser las provincias con mayores recursos prospectivos.

**Tabla 8. 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 (MMbpce)	
	Certidumbre P <sub>10</sub>	Certidumbre P <sub>media</sub>	Certidumbre P <sub>90</sub>	Play establecido	Play hipotético
<b>Burgos</b>	5,669	2,386	380	12	4
<b>Cinturón Plegado de Chiapas</b>	1,485	620	100	3	-
<b>Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental</b>	75	30	4	-	-
<b>Cuencas del Sureste</b>	22,685	10,335	2,389	17	2
<b>Golfo Profundo</b>	41,470	17,939	3,309	4	7
<b>Plataforma de Yucatán</b>	2,376	1,003	164	5	
<b>Sabinas-Burro-Picachos</b>	425	189	38	8	1
<b>Tampico-Misantla</b>	4,003	1,665	259	11	2
<b>Veracruz</b>	3,123	1,360	276	8	
<b>Total general</b>	<b>81,312</b>	<b>35,527</b>	<b>6,919</b>	<b>68</b>	<b>16</b>

Fuente: Elaboración SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias, PEMEX.

## 5.6 Reservas por entidad federativa

A continuación se presenta información relativa a la distribución de reservas y volumen remanente, según su ubicación en las diferentes entidades que cuentan con recursos de hidrocarburos. Para ello se considera, las reservas contenidas en un estado, las reservas compartidas por 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 2016, que abarcan el desarrollo de 760 campos, de los cuales 598 están ubicados en 10 entidades federativas, 46 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 9. Distribución de reservas por ubicación.**

Ubicación	Campo	Reserva Remanente (MMbpce)			Volumen Original Remanente (MMbpce)	%
		1P	2P	3P		
Marino	115	6,878.0	10,747.9	15,837.2	95,508.4	41.3%
Terrestre	632	3,187.0	6,817.2	10395.6	132,868.2	57.5%
Transicional	13	177.7	227.2	244.6	821.5	1.2%
<b>Total general</b>	<b>760</b>	<b>13,018</b>	<b>16642.8</b>	<b>24,074.4</b>	<b>231,119.6,204</b>	<b>100%</b>

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2016, PEMEX. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

**Tabla 10. Estimación de Reservas por Entidad Federativa.**

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Veracruz	195	573.7	2,122.3	3,787.9	62,795.5
Tabasco	104	1877	2,220.5	2,669.2	29,185.2
Tamaulipas	176	169.3	287.7	408.6	4,527.7
Chiapas	19	36.6	46.0	57.5	1,671.3
Puebla	6	33.0	114.5	162.5	951.2
Nuevo León	67	91.8	147.3	232.9	676.5
Coahuila	26	6.3	11.1	18.9	249.8
Campeche	4	22.2	36.3	46.4	69.7
Hidalgo	1	0.0	0.0	0.0	0.2
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Aguas Territoriales	109	6,878.0	9,604.1	13,448.2	95,593.0
Compartidos	46	554.9	2,053.0	3,242.3	35,399.6
<b>Total</b>	<b>760</b>	<b>10,242.7</b>	<b>16,642.8</b>	<b>24,074.4</b>	<b>231,119.6</b>

Fuente: estimaciones SENER, Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2016, PEMEX. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

**Tabla 11. Reservas remanentes en campos compartidos.**

Estado	Campo	Reserva Remanente (MMbpce)			Volumen Original Remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Nuevo León – Tamaulipas	13	50	73	99	252
Puebla – Veracruz	12	378	2463	4065	27238
Chiapas – Tabasco	9	174	225	412	4662
Tabasco - Veracruz	6	34	39	40	869
Campeche - Tabasco	2	11	11	12	22
Tamaulipas - Veracruz	2	1	1	1	75
Hidalgo - Veracruz	1	5	207	481	4284
San Luis Potosí - Veracruz	1	0	1	2	182
San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz	1	27	33	42	2578
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>680</b>	<b>3,053</b>	<b>5,154</b>	<b>40,162</b>

Fuente: Estimaciones SENER, Base de Batos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2015, PEMEX. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

## 6. Áreas a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

Con base en el Plan Quinquenal, a continuación se presenta una descripción de las áreas a licitar durante el periodo de 2015 a 2019. En esta nueva actualización se sustituyen los bloques de exploración originales por grandes áreas de exploración. Lo anterior, toda vez que la SENER, con asistencia técnica de la CNH, realiza la selección de áreas en cada proceso de licitación a partir de un análisis individualizado en el que delimita los bloques de acuerdo a la información más reciente de las estructuras geológicas, para asegurar que las áreas que se liciten cuenten con la materialidad necesaria y promuevan una alta participación y competencia en las licitaciones.

Las versiones iniciales, tanto del Programa como del Plan Quinquenal, consideraban una superficie de exploración y extracción de 178,554.3 km<sup>2</sup>, mientras que ahora se incluyen áreas de exploración y extracción con una superficie de 235,070.0 km<sup>2</sup>. Lo anterior equivale a un aumento de 31.7% en el área considerada originalmente. El Plan Quinquenal establece cuatro rondas de licitación para áreas de exploración y campos de extracción a ejecutarse en el periodo 2015-2019, que comprenden un volumen original remanente de 65,944.5 MMbpce y un volumen de recursos prospectivos de 38,844.1 MMbpce que suman 104,788.6 MMbpce.

**Tabla 12. Rondas de licitación para áreas de exploración y campos de extracción 2015-2019.**

Ronda	Recursos prospectivos/remanentes y superficie	Plan Quinquenal versión inicial*	Plan Quinquenal versión definitiva	Diferencia (%)
Ronda Uno	Recursos (MMbpce)	71,122.7	70,095.3	1.4
	Superficie (km <sup>2</sup> )	24,359.4	34,074.1	39.9
Ronda Dos	Recursos (MMbpce)	14,686.1	14,796.2	0.7
	Superficie (km <sup>2</sup> )	56,401.3	75,342.8	33.6
Ronda Tres	Recursos (MMbpce)	10,941.3	12,276.5	12.2
	Superficie (km <sup>2</sup> )	54,068.3	61,557.1	13.9
Ronda Cuatro	Recursos (MMbpce)	5,885.4	7,620.6	29.5
	Superficie (km <sup>2</sup> )	43,725.3	64,095.9	46.6
<b>Total</b>	<b>Recursos/Reservas (MMbpce)</b>	<b>102,635.5</b>	<b>104,788.6</b>	<b>2.1</b>
	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>	<b>178,554.3</b>	<b>235,070.0</b>	<b>31.7</b>

\* No considera 4,823.4 MMbpce de recurso prospectivo convencional no documentado por su alto nivel de incertidumbre. La superficie para exploración no se modifica a partir de esta consideración, sin embargo, los recursos prospectivos convencionales sí varían con respecto a la versión inicial del Plan Quinquenal. Asimismo en el Plan Quinquenal nuevo ya no se incluyen las áreas contractuales que se licitaron en las convocatorias uno y dos de la Ronda Uno, que en conjunto suman 2,261.9 MMbpce de recursos y 824.1 de km<sup>2</sup>.



La clasificación de áreas a licitar está desarrollada a partir del tipo de actividad (exploración o extracción) y categorías que, en el caso de campos de extracción son: terrestres, Chicontepec, aceites pesados y extra-pesados, aguas someras y aguas profundas. Las áreas para exploración se encuentran agrupadas por provincia petrolera, de forma análoga, la clasificación de áreas reconoce la diferencia entre recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos.

Para el periodo de 2015 a 2019, se tiene considerada la licitación de 237 campos petroleros: 169 de ellos se ubican en áreas terrestres, 12 en Chicontepec, 13 son considerados como campos de aceite extra-pesado, 39 se localizan en aguas someras y 4 en aguas profundas. En total suman un volumen remanente de 65,944.5 MMbpce y un área total de 7,604.2 km<sup>2</sup>. En la siguiente tabla se muestra que la provincia de Chicontepec representa el 64% del volumen original remanente.

**Tabla 13. Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la extracción de hidrocarburos.**

Categoría	Volumen original remanente (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Aguas Profundas	489.0	102.3
Aguas someras	2,542.9	893.0
Terrestres	4,082	4,112.1
Chicontepec	42,150.9	2,045.1
Exta-pesados	16,679.7	451.7
<b>Total</b>	<b>65,944.5</b>	<b>7,604.2</b>

Respecto a la exploración convencional de hidrocarburos, se estima la licitación de 72 áreas: 29 de ellas en aguas profundas, 17 en aguas someras y 26 en tierra, con un recurso prospectivo total de 13,568.1 MMbpce y una superficie de aproximadamente 192,635.6 km<sup>2</sup>. La categoría de aguas profundas aporta 66% de los recursos prospectivos a ser licitados.

**Tabla 14. Resumen de los recursos convencionales para la exploración del Plan Quinquenal.**

Categoría	Número de bloques	Recurso prospectivo total (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Aguas profundas	29	8,935.8	122,284.9
Aguas someras	17	3,671.2	43,764.4
Terrestres	26	961.1	26,586.3
<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>13,568.1</b>	<b>192,635.6</b>

Para la exploración del recurso no convencional de hidrocarburos se consideran 24 áreas: 5 de ellas en la provincia de Burgos, 2 en la Plataforma Burro-Picachos y 17 en la provincia de Tampico-Misantla. La superficie a licitar es de 34,830.1 km<sup>2</sup> con un recurso prospectivo asociado de 25,276 MMbpce. Tampico-Misantla se constituye como la provincia con mayor superficie y recursos no convencionales.

**Tabla 15. Resumen de las áreas de licitación para la exploración de recursos no convencionales.**

<b>Categoría</b>	<b>Áreas de licitación</b>	<b>Recurso prospectivo total (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Burgos	5	6,623.1	14,833.7
Burro-Picachos	2	500.5	1,023.9
Tampico-Misantla	17	18,152.4	18,972.5
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>25,276.0</b>	<b>34,830.1</b>

A continuación se presenta el detalle de cada una de estas áreas a licitar. La información se desarrollará iniciando por campos de extracción, continuando con áreas de exploración convencional y, finalmente, el caso de exploración no convencional.

## 6.1. Campos para la extracción de hidrocarburos

El Plan Quinquenal considera la licitación de 237 campos para la extracción de hidrocarburos, de los cuales 92 son Asignaciones de Resguardo (AR) con producción vigente de hidrocarburos y un volumen remanente de 27,759.5 MMbpce. El resto de los campos contienen un recurso remanente estimado de 40,384.3 MMbpce.

### 6.1.1 Campos terrestres

Los campos terrestres se ubican en las entidades federativas de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Puebla, Tabasco y Chiapas. Estos campos poseen un volumen remanente en sitio de 4,082.0 MMbpce, una superficie aproximada de 4,112.1 km<sup>2</sup> y están compuestos por campos maduros y aquéllos pendientes de desarrollo. Los 169 campos terrestres se dividirán en cuatro rondas de licitación, y se espera licitar la mayor parte de los ellos en las dos primeras.

En la siguiente tabla se presenta la distribución de los campos para la extracción de hidrocarburos por rondas.

**Tabla16. Campos a licitar en zonas terrestres por ronda.**

Ronda	Campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Ronda Uno	25	1,817.5	777.5
Ronda Dos	43	1,599.5	1,840.0
Ronda Tres	46	338.1	695.9
Ronda Cuatro	55	326.8	798.7
<b>Total general</b>	<b>169</b>	<b>4,082.0</b>	<b>4,112.1</b>

### 6.1.2 Chicontepec

De acuerdo con las estimaciones de reservas al 1 de enero de 2015, en el Paleocanal de Chicontepec se concentran 42,150.9 MMbpce de recurso remanente en sitio y se distribuyen en una superficie de 2,045.1 km<sup>2</sup>. Esta provincia petrolera es importante para el sector porque tiene una concentración alta de hidrocarburos almacenados en múltiples yacimientos lenticulares. Se definieron 12 campos de licitación con la finalidad de incluir todas las áreas con recursos identificados.

**Tabla 17. Campos de extracción a licitar en Chicontepec.**

Ronda	Número de campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Ronda Uno	12	42,150.9	2,045.1

<b>Total general</b>	<b>12</b>	<b>42,150.9</b>	<b>2,045.1</b>
----------------------	-----------	-----------------	----------------

Los campos de Chicontepec para la extracción de hidrocarburos se ubican fundamentalmente en las entidades federativas de Hidalgo, Veracruz y Puebla. Históricamente, el desarrollo de esta región ha sido de gran interés, por lo que la CNH ratificó su potencial y emitió varias recomendaciones para su desarrollo.<sup>7</sup>

### 6.1.3 Aceite extra-pesado

Los campos a licitar para la extracción de aceite extra-pesado definidos para las rondas de licitación poseen un volumen remanente en sitio estimado de 16,679.7 MMbpce y una superficie en conjunto de aproximadamente 451.7 km<sup>2</sup>. Los campos se ubican costa afuera frente a Tabasco y Campeche.

El crudo de estos yacimientos es de alta viscosidad y se asocia la presencia de gases amargos, como en el caso del ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). Los tirantes de agua oscilan entre 20 y 400 metros aproximadamente, con la excepción del campo Nab, descubierto en un tirante de agua de 670 metros por lo que se clasifica como de aguas profundas.

**Tabla 18. Campos de extracción a licitar de aceite extra-pesado.**

<b>Ronda</b>	<b>Número de campos</b>	<b>Volumen remanente</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Ronda Uno	11	16,003.3	412.5
Ronda Dos	2	676.4	39.2
<b>Total</b>	<b>13</b>	<b>16,679.7</b>	<b>451.7</b>

### 6.1.4. Aguas someras

Los campos a licitar para la extracción de hidrocarburos en aguas someras tienen tirantes de agua inferior a 500 metros, poseen recursos de aceite medio a superligero con gas asociado y se estima que el volumen remanente en sitio es de 2,542.8 MMbpce. La superficie a licitar es de aproximadamente 892.9 km<sup>2</sup>. 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.

<sup>7</sup> CNH. 2010. Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Disponible en: [http://www.cnh.gob.mx/\\_docs/ATG/ATG\\_primera\\_revision\\_8abril.pdf](http://www.cnh.gob.mx/_docs/ATG/ATG_primera_revision_8abril.pdf), consultado el 8 de Junio 2015.

**Tabla 19. Campos de extracción a licitar en aguas someras.**

<b>Ronda</b>	<b>Número de campos</b>	<b>Volumen remanente (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Ronda Dos	14	616.0	452.7
Ronda Tres	23	1,527.4	385.4
Ronda Cuatro	2	399.4	54.8
<b>Total general</b>	<b>39</b>	<b>2,542.8</b>	<b>892.9</b>

### **6.1.5 Aguas profundas**

Los campos de extracción en aguas profundas que se considera licitar en la Ronda Dos, se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa y cuentan con un volumen en sitio de 489 MMbpce y con una superficie aproximada de 102.3 km<sup>2</sup>. Estos campos se encuentran en el sur del Golfo de México, frente a las costas de Veracruz, y son productores de gas no asociado.

**Tabla 20. Campos de extracción a licitar en aguas profundas.**

<b>Ronda</b>	<b>Número de campos</b>	<b>Volumen remanente (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Ronda Dos	4	489.0	102.3
<b>Total general</b>	<b>4</b>	<b>489.0</b>	<b>102.3</b>

## 6.2. Exploración de recursos convencionales

Se considera la licitación de 72 áreas para la exploración de hidrocarburos convencionales, de las cuales 9 se localizan en la provincia petrolera de Burgos, 14 en Tampico-Misantla, 10 en Veracruz, 2 en Macuspana, 1 en Pilar Reforma-Akal, 1 en Cinturón Plegado de Catemaco, 16 en Salina del Istmo, 1 en la Plataforma de Yucatán, 13 en Área Perdido y 5 en Cordilleras Mexicanas. En el Mapa 13 se muestra su ubicación geográfica.

Entre los elementos de análisis para la selección de las áreas de exploración se incluye la estimación de recursos prospectivos documentados, la distribución geológica de las posibles trampas visualizadas, la orientación de las estructuras geológicas y la cobertura sísmica. Las áreas a licitar para exploración de recursos convencionales de hidrocarburos poseen una evaluación sobre los aspectos de riesgo geológico, volumen y tipo de hidrocarburo esperado, con base en su tamaño, forma y distribución. En el del Plan Quinquenal se privilegió la inclusión de áreas con potencial exploratorio que no se habían presentado en la versión anterior. Asimismo, se consideró la disponibilidad de información derivada de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) que han sido otorgadas por CNH.

### 6.2.1 Aguas profundas

Las áreas para la exploración de recursos convencionales en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,935.8 MMbpce y una superficie de 122,284.9 km<sup>2</sup>. Las áreas a licitar se localizan principalmente en las regiones Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo.

De acuerdo con los criterios expuestos, se consideró como premisa fundamental el que estas áreas se encontraran cerca de descubrimientos comerciales a fin de privilegiar la generación de sinergias y alianzas operativas. Lo anterior, considerando la importancia que la tecnología y los recursos económicos tienen para la exploración y el desarrollo de estas áreas.

**Tabla 21. Áreas para la exploración en aguas profundas.**

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Ronda Uno	6	2,769.3	23,835.0
Ronda Dos	9	2,282.4	39,953.6
Ronda Tres	6	1,732.4	20,702.8

Ronda Cuatro	8	2,151.7	37,793.5
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>8,935.8</b>	<b>122,284.9</b>

### 6.2.2 Aguas someras

Se tienen consideradas 17 grandes áreas para la exploración de recursos convencionales en aguas someras,<sup>8</sup> con un recurso prospectivo estimado de 3,671.1 MMbpce, en una superficie de 43,764.4 km<sup>2</sup>.

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.

**Tabla 22. Áreas para la exploración en aguas someras.**

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Ronda Dos	3	1,111.1	11,133.5
Ronda Tres	6	1,556.6	20,453.0
Ronda Cuatro	8	1,003.4	12,177.9
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>3,671.1</b>	<b>43,764.4</b>

### 6.2.3 Áreas terrestres

Se tienen consideradas 26 grandes áreas de exploración de recursos convencionales terrestres, con un volumen prospectivo estimado de 961.1 MMbpce, y una superficie de 26,586.3 km<sup>2</sup>, mismas que se licitarán en las tres rondas siguientes.

**Tabla 23. Áreas para la exploración convencional terrestre.**

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Ronda Dos	9	417.3	10,950.4
Ronda Tres	7	299.8	8,074.0
Ronda Cuatro	10	244.0	7,561.9
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>961.1</b>	<b>26,586.3</b>

<sup>8</sup> En la primera convocatoria de la Ronda Uno se adjudicaron dos contratos para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.

El Plan Quinquenal considera áreas para exploración convencional terrestre en las entidades federativas de Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz, de acuerdo con su localización en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

### **6.3. Exploración de recursos no convencionales**

Para la exploración de recursos no convencionales, se tienen consideradas 24 grandes áreas que abarcan una superficie de aproximadamente 34,830 km<sup>2</sup>, con recursos prospectivos estimados de 25,276 MMbpce. Estas áreas se encuentran distribuidas en Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla.

La definición de estas áreas parte de la revisión de la información obtenida de registros de pozos con objetivos no convencionales; criterios geoquímicos, como el análisis de Carbono Orgánico Total, la reflectancia de la vitrinita, la temperatura máxima de pirolisis y la tasa de transformación del kerógeno; la revisión de columnas estratigráficas y las secciones estructurales; los modelos sedimentarios; los mapas de isópacas y estructurales de plays no convencionales, así como modelos predictivos sobre el tipo de hidrocarburo esperado.

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.

#### **6.3.1 Plataforma Burro-Picachos**

Son dos las áreas consideradas para la exploración de recursos no convencionales de hidrocarburos en la Plataforma Burro-Picachos, distribuidas en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. De acuerdo con las estimaciones, estas áreas tienen asociado un volumen de recurso prospectivo de aproximadamente 500.5 MMbpce en una superficie de 1,023.9 km<sup>2</sup>.

En la Plataforma Burro-Picachos se han identificado formaciones de lutitas con potencial productor en las formaciones Eagle Ford del Cretácico Superior Turoniano y La Casita del Jurásico Superior Tithoniano, con contenido de carbono orgánico total que varía de 1% a más de 4%, alta madurez térmica, presencia de kerógeno tipo III y una baja complejidad estructural asociada. En el caso del play Cretácico, el carbono orgánico total es inclusive superior a 5% y el kerógeno es del tipo II y III. El hidrocarburo esperado en estas áreas es gas seco, gas húmedo y aceite ligero.



**Tabla 24. Áreas para la exploración no convencional, Burro-Picachos.**

<b>Ronda</b>	<b>Número de áreas</b>	<b>Volumen prospectivo (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Ronda Dos	1	460.3	811.9
Ronda Cuatro	1	40.2	212.0
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>500.5</b>	<b>1,023.9</b>

### **6.3.2 Provincia de Burgos**

Las áreas consideradas en el Plan Quinquenal dentro de la provincia de Burgos se distribuyen en las entidades federativas de Nuevo León y Tamaulipas, y se estima que las cinco áreas cuentan con un volumen prospectivo estimado de 6,623.1 MMbpce en una superficie de 14,833.8 km<sup>2</sup>.

En la provincia de Burgos se ha documentado, en los plays Eagle Ford del Cretácico Superior Turoniano y Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano, un contenido de carbono orgánico total que varía desde 0.5% a más de 4%, con alta madurez térmica y una complejidad estructural media. En esta provincia se presenta la transición de las formaciones Eagle Ford a Agua Nueva del noroeste al sureste, asimismo, se estiman espesores netos de 50 a 300 metros y el hidrocarburo esperado es gas seco y gas húmedo.

**Tabla 25. Áreas para la exploración no convencional, Provincia de Burgos.**

<b>Ronda</b>	<b>Número de áreas</b>	<b>Volumen prospectivo (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Ronda Uno	1	136.8	427.5
Ronda Dos	2	3,069.9	6,332.5
Ronda Tres	1	3,161.8	7,603.1
Ronda Cuatro	1	254.6	470.7
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>6,623.1</b>	<b>14,833.8</b>

### 6.3.3 Provincia de Tampico-Misantla

Las áreas para la exploración de recursos no convencionales de hidrocarburos en la provincia de Tampico-Misantla se ubican en Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Veracruz. Las 17 áreas consideradas poseen un recurso prospectivo estimado en 18,152.5 MMbpce, en una superficie de 18,972.5 km<sup>2</sup>.

Se estima que los recursos prospectivos no convencionales corresponden a aceite y gas asociado principalmente, debido a la madurez del kerógeno y la proporción de carbono orgánico total superior a 4% presente en la roca. Los niveles estratigráficos que definen los plays de aceite y gas no convencionales están representados por las formaciones Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano y Agua Nueva del Cretácico Superior Turoniano, con espesores generadores de aproximadamente 200 metros.

**Tabla 26. Áreas para la exploración no convencional, Provincia de Tampico-Misantla.**

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Ronda Uno	5	7,217.5	6,576.5
Ronda Dos	4	4,074.2	3,726.7
Ronda Tres	3	3,660.3	3,643.0
Ronda Cuatro	5	3,200.5	5,026.3
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>18,152.5</b>	<b>18,972.5</b>

## 7. Áreas por entidad federativa

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

En Coahuila se tiene contemplado un campo de extracción con un volumen remanente de 3.8 MMbpce y una superficie de 44.2 km<sup>2</sup>, así como un área para exploración de recursos no convencionales con un potencial de 40.2 MMbpce, en una superficie de 212 km<sup>2</sup>.

**Tabla 27. Áreas en Coahuila.**

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Extracción	Terrestres	1	3.8	44.2
Exploración	No Convencionales	1	40.2	212.0
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>44.0</b>	<b>256.2</b>

En Tamaulipas se localizan 77 áreas, de las cuales, 67 corresponden a campos de extracción, 3 a la exploración de recursos convencionales y 7 a la exploración de recursos no convencionales; con un volumen remanente de 332.0 MMbpce y de recursos prospectivos convencionales y no convencionales de 216.2 MMbpce y 6,315.3 MMbpce, respectivamente. La superficie a licitar es de 1,391.4 km<sup>2</sup> para la extracción de hidrocarburos, 3,800.4 km<sup>2</sup> para la exploración de recursos convencionales y 11,365.1 km<sup>2</sup> para la exploración de recursos no convencionales.

**Tabla 28. Áreas en Tamaulipas.**

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Extracción	Terrestres	67	332.0	1,391.4
Exploración	No Convencionales	7	6,315.3	11,365.1
	Terrestres	3	216.2	3,800.4
<b>Total</b>		<b>77</b>	<b>6,863.5</b>	<b>16,556.9</b>

En San Luis Potosí se localiza un área de exploración de recursos no convencionales de hidrocarburos con una superficie de 1,153.3 km<sup>2</sup> y recursos prospectivos de 1,390.1 MMbpce.

**Tabla 29. Áreas en San Luis Potosí.**

<b>Actividad Petrolera</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Áreas/Campos</b>	<b>Volumen recursos (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Exploración	No Convencionales	1	1,390.1	1,153.3
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>1,390.1</b>	<b>1,153.3</b>

En Veracruz se tienen considerados 49 campos con recursos remanentes en sitio para la extracción de 34,468.5MMbpce. Por su parte, este estado cuenta con 18 áreas de exploración, donde 13 están enfocadas en recursos convencionales y 5 en recursos no convencionales; y recursos prospectivos convencionales y no convencionales de 307.8 MMbpce y 4,308.1 MMbpce respectivamente. La superficie a licitar es de 2,406.5 km<sup>2</sup> para extracción de hidrocarburos, 10,229.2 km<sup>2</sup> para la exploración de recursos convencionales y 4,821.1 km<sup>2</sup> para la exploración de recursos no convencionales.

**Tabla 30. Áreas en Veracruz.**

<b>Actividad Petrolera</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Áreas/Campos</b>	<b>Volumen recursos (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Extracción	Chicontepec	9	33,237.3	1,599.2
	Terrestres	40	1,231.2	807.3
Exploración	No Convencionales	5	4,308.1	4,821.1
	Terrestres	13	307.8	10,229.2
<b>Total general</b>		<b>67</b>	<b>39,084.4</b>	<b>17,456.7</b>

En Tabasco se localizan 20 campos para licitaciones de extracción y 1 área para la exploración de recursos convencionales, con un volumen remanente en sitio para la extracción de 1,583.1 MMbpce y un recurso prospectivo convencional de aproximadamente 82.5 MMbpce. La superficie a licitar para extracción y exploración es de 500.5 km<sup>2</sup> y 1,358.5 km<sup>2</sup> respectivamente.

**Tabla 31. Áreas en Tabasco.**

<b>Actividad Petrolera</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Áreas/Campos</b>	<b>Volumen recursos (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Extracción	Terrestres	20	1,583.1	500.5
Exploración	Terrestres	1	82.5	1,358.5
<b>Total general</b>		<b>21</b>	<b>1,665.6</b>	<b>1,859.0</b>

En Chiapas se localizan nueve campos a licitar para la extracción de hidrocarburos, con un recurso remanente en sitio de 374.5 MMbpce, en una superficie de aproximadamente 191.7 km<sup>2</sup>.

**Tabla 32. Áreas en Chiapas.**

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Extracción	Terrestres	8	374.5	191.7
<b>Total general</b>		<b>8</b>	<b>374.5</b>	<b>191.7</b>

En Oaxaca se localiza un área para la exploración de recursos convencionales, con un recurso remanente en sitio de 12.3 MMbpce, en una superficie de aproximadamente 313.4 km<sup>2</sup>.

**Tabla 33. Áreas en Oaxaca.**

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Exploración	Terrestres	1	12.3	313.4
<b>Total general</b>		<b>1</b>	<b>12.3</b>	<b>313.4</b>

En las Aguas Territoriales se localizan 56 campos para la extracción de hidrocarburos y 46 áreas para la exploración de recursos convencionales. Se estima un volumen remanente para la extracción de 19,711.6 MMbpce en una superficie a licitar de 1,447.0 km<sup>2</sup>. Por su parte, para la exploración de recursos convencionales se consideran 12,606.9 MMbpce con una superficie asociada de 166,049.3 km<sup>2</sup>.

**Tabla 34. Áreas en aguas territoriales.**

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km <sup>2</sup> )
Extracción	Aguas Profundas	4	489.0	102.3
	Aguas Someras	39	2,542.9	893.0
	Extra-Pesados	13	16,679.7	451.7
Exploración	Aguas Profundas	29	8,935.8	122,284.9
	Aguas Someras	17	3,671.1	43,764.4
<b>Total general</b>		<b>102</b>	<b>32,318.5</b>	<b>167,496.3</b>

Nuevo León, Tamaulipas, Hidalgo, Puebla, Veracruz, Tabasco y Chiapas cuentan con campos para la extracción de hidrocarburos que se encuentran compartidos con al

menos otro estado. Estos 11 campos compartidos a licitar tienen asociado un recurso remanente en sitio de 9,353.7 MMbpce y una superficie de 809.5 km<sup>2</sup>.

**Tabla 35. Campos compartidos entre dos entidades federativas.**

<b>Entidades federativas que comparten campos a licitar</b>	<b>Campos</b>	<b>Volumen remanente (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Hidalgo, Veracruz	1	3,481.4	138.6
Nuevo León, Tamaulipas	4	13.6	111.6
Puebla, Veracruz	2	5,432.2	307.3
Chiapas, Tabasco	1	80.1	70.8
Tabasco, Veracruz	3	346.4	181.2
<b>Total general</b>	<b>11</b>	<b>9,353.7</b>	<b>809.5</b>

Nuevo León, Tamaulipas, Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla, Veracruz y Oaxaca cuentan con áreas para la exploración de recursos convencionales compartidas entre dos o más entidades federativas. Se identifican 8 áreas compartidas que poseen un recurso prospectivo convencional estimado de 342.3 MMbpce en una superficie de 10,884.9 km<sup>2</sup>.

**Tabla 36. Áreas para la exploración de recursos convencionales compartidas entre dos o más entidades federativas.**

<b>Entidades federativas que comparten áreas de exploración</b>	<b>Áreas</b>	<b>Recurso prospectivo (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Hidalgo, Veracruz	1	36.6	1,394.8
Nuevo León, Tamaulipas	2	218.3	5,322.9
Oaxaca, Veracruz	3	26.5	731.7
Puebla, Veracruz	1	13.6	574.0
San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz	1	47.3	2,861.5
<b>Total general</b>	<b>8</b>	<b>342.3</b>	<b>10,884.9</b>

Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Veracruz cuentan con áreas para la exploración de recursos no convencionales compartidas entre dos o más entidades federativas. Se identifican 10 áreas de exploración no convencional con un recurso prospectivo estimado de 13,222.3 MMbpce en una superficie de 17,278.6 km<sup>2</sup>.

**Tabla 37. Áreas para la exploración de recursos no convencionales compartidas entre dos o más estados.**

<b>Entidades federativas que comparten áreas a licitar</b>	<b>Áreas</b>	<b>Recurso prospectivo (MMbpce)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>
Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas	1	136.8	427.5
Hidalgo, Veracruz	1	406.2	350.9
Nuevo León, Tamaulipas	3	3,876.7	8,885.7
Puebla, Veracruz	1	693.4	697.4
San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz	2	6,206.2	5,313.2
San Luis Potosí, Veracruz	1	1,798.1	1,486.5
Tamaulipas, Veracruz	1	104.9	117.4
<b>Total general</b>	<b>10</b>	<b>13,222.3</b>	<b>17,278.6</b>

## **8. 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.

### **8.1 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.

### **8.2 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.