



**PLAN QUINQUENAL
DE LICITACIONES PARA LA
EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN
DE HIDROCARBUROS
2015 - 2019 :*UN PROCESO PARTICIPATIVO***

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



Secretaría de Energía

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

María de Lourdes Melgar Palacios

Subsecretaria de Hidrocarburos

Guillermo Ignacio García Alcocer

Jefe de la Unidad de Políticas de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Marco Antonio Cota Valdivia

Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Layla Abril Vargas Muga

Directora General de Contratos Petroleros

Víctor Manuel Avilés Castro

Director General de Comunicación Social

Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019
Un proceso participativo

Contenido

Nota al Plan Quinquenal	4
1. Introducción	7
1.1. Reforma Energética.....	8
1.2. Ronda Cero.....	9
1.3. Ronda Uno	11
2. Marco normativo	15
2.1. Ley de Hidrocarburos.....	15
2.2. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos	16
3. Política energética y metas de producción.....	17
3.1. Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía	17
3.2. Pronósticos de producción de hidrocarburos	18
3.3. Restitución de reservas	19
4. Recursos de hidrocarburos en México	21
4.1. Provincias geológicas y petroleras	21
4.2. Recursos petroleros	23
4.2.1. Reservas de hidrocarburos	25
4.2.2. Volumen remanente de hidrocarburos	26
4.3. Recursos prospectivos.....	27
4.4. Distribución de reservas por entidad federativa	30
5. Proceso de Definición del Plan Quinquenal.....	33
5.1. Retroalimentación	33
5.2. Nominaciones	35
5.3. Encuestas a la industria y a los gobiernos estatales	36
5.4. Asistencia técnica de la CNH	37
6. Áreas a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019.....	39
6.1. Campos para la extracción de hidrocarburos	42
6.1.1. Campos terrestres.....	42

6.1.2.	Chicontepepec	45
6.1.3.	Aceite extra-pesado	46
6.1.4.	Aguas someras.....	47
6.1.5.	Aguas profundas.....	48
6.2.	Exploración de recursos convencionales	49
6.2.1.	Aguas profundas.....	51
6.2.2.	Aguas someras.....	52
6.2.3.	Áreas terrestres	53
6.3.	Exploración de recursos no convencionales	54
6.3.1.	Plataforma Burro-Picachos.....	55
6.3.2.	Provincia de Burgos	56
6.3.3.	Provincia de Tampico-Misantla	57
6.4.	Áreas por entidad federativa	58
ANEXO 1.	Información de reservas y volumen remanente 3P por campo y entidad federativa ...	62
ANEXO 2.	Campos a licitar para la extracción de hidrocarburos	88
ANEXO 3.	Áreas de licitación para la exploración de recursos convencionales	98
ANEXO 4.	Áreas de licitación para la exploración de recursos no convencionales	102
ANEXO 5.	Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura	104
ANEXO 6.	Resultados de la encuesta a la industria de exploración y extracción.....	120

Nota al Plan Quinquenal

El pasado 30 de junio de 2015, la Secretaría de Energía (SENER) publicó el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019 que se elaboró a partir de la propuesta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y consideró distintos elementos legales y de política pública, necesarios para la viabilidad de las licitaciones. A partir de esta fecha, se inició un proceso de evaluación y modificación que involucró la participación de los gobiernos locales y de la industria, el cual concluyó el pasado 30 de septiembre de 2015.

Con base en el artículo 27 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, que señala que la SENER debe evaluar la ejecución del Plan Quinquenal y, en su caso, realizar las adiciones o modificaciones que correspondan, para lo cual contará con el apoyo técnico de la CNH, la SENER presenta la versión definitiva del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019 (en lo sucesivo Plan Quinquenal) elaborado con la participación del gobierno federal, gobiernos locales e industria.

El proceso de interacción entre estos actores promueve un diseño integral en la política de desarrollo del sector petrolero. En particular, la definición del Plan Quinquenal consideró cuatro procesos fundamentales: la nominación de áreas de licitación; los comentarios específicos de los participantes de la industria; el análisis de las encuestas a la industria y a los gobiernos de las entidades federativas con potencial petrolero; así como la actualización de la información geológica y geofísica que administra la CNH.

Esto permitió a la SENER realizar un análisis bajo criterios múltiples de las consideraciones estratégicas de la industria para la inversión y la viabilidad de los proyectos a nivel local. De estos procesos se derivan los siguientes aspectos generales:

- Las áreas de exploración deben ser contiguas para que se desarrollen economías de escala.
- Los bloques contemplados en las siguientes rondas deben estar en las zonas donde se cuenta con los estudios sísmicos de mejor calidad.
- El tamaño de los bloques debe incrementarse en función del riesgo geológico, con el objeto de que cuenten con la materialidad necesaria para su desarrollo comercial.
- Las áreas con tirantes de agua mayores a 3,000 metros o aquellas que contienen cuerpos salinos conllevan retos tecnológicos que deben considerarse en la programación de las rondas.
- El desarrollo de proyectos petroleros tiene implicaciones sobre actividades económicas a nivel local entre las que destacan, las actividades agrícolas, ganaderas, turísticas y culturales.

A partir de la participación de la industria y de los gobiernos locales, la SENER realizó la versión definitiva del Plan Quinquenal, la cual fue verificada por la CNH de acuerdo a la información geofísica más reciente. En resumen, el Plan Quinquenal incluye los siguientes cambios:

1. Los bloques de exploración consideran grandes áreas en lugar de áreas individuales para licitación en cada ronda según las categorías (aguas profundas, aguas someras, Chicontepec, no convencionales y terrestres).

Lo anterior, toda vez que la SENER, con asistencia técnica de la CNH, selecciona las 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 sobre las estructuras geológicas. Esto con el fin de asegurar que las áreas que se liciten cuenten con la materialidad necesaria y así promover una alta participación y competencia en las licitaciones.

2. Se incluyen nuevas áreas de exploración con base en la disponibilidad y calidad de la información sísmica, así como en la disponibilidad de información derivada de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) otorgadas por la CNH.
3. El orden de licitación de algunos bloques se modificó con base en la disponibilidad de información técnica, las condiciones del mercado internacional de los hidrocarburos y las posibilidades de inversión de los participantes en el proceso de retroalimentación.
4. El recurso prospectivo no documentado para el caso de los recursos convencionales por su nivel alto de incertidumbre se excluye.

El Plan Quinquenal contiene áreas de exploración y campos de extracción que suman una superficie de 235,070.0 km², lo cual implica un aumento de 56,515.7 km² con respecto al Plan Quinquenal publicado el 30 de junio de 2015. Este incremento corresponde a nuevas áreas de exploración y considera los resultados de la primera y segunda licitación de la Ronda Uno.¹

La SENER agradece a todos los participantes en la elaboración del *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019* y exhorta a la sociedad en general, empresas, dependencias, gobiernos locales, instituciones académicas y de investigación a expresar sus intereses e inquietudes respecto a este nuevo Plan Quinquenal durante el primer semestre del 2016, de acuerdo a lo establecido en el artículo 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.²

¹ Para consultar los resultados: <http://ronda1.gob.mx/Espanol/index.html>

² 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 junio del 2015.

1. 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, el Plan Quinquenal es un documento indicativo que sienta una base clara para la definición de las rondas de licitación a realizarse en los próximos cinco años.³

El 30 de junio de 2015, la SENER publicó la primera versión del Plan Quinquenal a partir de la propuesta de la CNH, para lo cual llevó a cabo un análisis considerando distintos elementos de política pública así como los derechos establecidos en los títulos de asignación otorgados en la Ronda Cero. Posteriormente, la SENER incorporó la retroalimentación obtenida de los gobiernos estatales y de la industria mediante encuestas electrónicas, entrevistas y nominaciones. Con base en estos insumos se construyó el Plan Quinquenal comprendido en este documento.

El Plan Quinquenal considera las áreas destinadas a la exploración de recursos convencionales y no convencionales, así como a la extracción de hidrocarburos en campos terrestres, Chicontepec, de campos con aceites extra-pesados, de aguas someras y de aguas profundas.

El Plan Quinquenal contiene la información estratégica de las áreas a licitar, misma que se traduce en las nuevas oportunidades de inversión en la industria de hidrocarburos en México. Asimismo, promueve la coordinación entre el sector industrial nacional e internacional y la alineación de sus objetivos con los de la política pública del sector hidrocarburos, el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), así como el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER). En particular, el Plan Quinquenal busca 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, ampliando la capacidad del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

El documento se integra por seis secciones que detallan los elementos de sustento del Plan Quinquenal. En la primera sección se presenta una introducción que hace un recuento de la Reforma Energética, la Ronda Cero y la Ronda Uno. En la segunda, se describe el Marco Normativo. En la tercera, se indica cómo este plan apoya el cumplimiento de las Metas Nacionales del PND y del PROSENER a través de la ejecución de líneas de acción específicas del sector energético. En la cuarta, se describe el panorama de los recursos de hidrocarburos con los que cuenta el país, tanto en términos de reservas como de recursos prospectivos. En la quinta, se describe el proceso de definición del Plan Quinquenal y los resultados del mecanismo de retroalimentación con la industria y gobiernos locales, así como los resultados de las encuestas y las nominaciones. En la sexta, se describen las áreas y campos a licitar en el periodo 2015-2019.

Con el Plan Quinquenal, la SENER refrenda el compromiso de las autoridades responsables de la ejecución de la Ley de Hidrocarburos y de su Reglamento con los principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez que rigen los procesos de licitación para la exploración y extracción de petróleo y gas natural. Como resultado, el proceso de evaluación y retroalimentación establecido en este contexto constituye un ejercicio participativo e integral para el aprovechamiento de los hidrocarburos en beneficio de todos los mexicanos.

³ En el presente documento se referirá al plan quinquenal de licitaciones de Áreas Contractuales, enmarcado en el la fracción II, artículo 29, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, mediante el nombre de Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

1.1. Reforma Energética

La Reforma Energética da lugar a una nueva organización de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos. A través de ella se han gestado cambios institucionales, legales y de mercado que pretenden reducir de forma paulatina la exposición del país a los riesgos técnicos, operativos, financieros y ambientales relacionados con las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural. El nuevo marco institucional y legal del sector permitirá a México contar con un abasto confiable y seguro de energéticos a mejores precios, fortalecerá y transparentará la administración de los ingresos petroleros e impulsará el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.⁴

Antes de la Reforma, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos indicaba que Petróleos Mexicanos (PEMEX) debía llevar a cabo, por sí misma, todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las restricciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeta. El régimen fiscal de PEMEX estaba sustentado en un esquema rígido de derechos, los cuales se determinaban sin reconocer plenamente las necesidades de inversión de la empresa, lo cual reducía su flexibilidad operativa y capacidad productiva. Por otro lado, al tratarse de actividades reservadas al Estado, PEMEX no contaba con herramientas para asociarse con otras empresas a fin de optimizar su productividad y mejorar su desempeño.

A partir de la Reforma, México cuenta con herramientas que le permitirán afrontar los retos de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país. Estos retos son, en materia exploratoria, la reclasificación de los recursos prospectivos en reservas, al tiempo que, en materia de producción, el incremento del factor de recuperación de los campos. En particular es necesario incrementar la aplicación de métodos de recuperación mejorada en campos maduros y aprovechar las herramientas que ofrece la Reforma para desarrollar el potencial en aguas profundas y ultra-profundas, en yacimientos de aceites extra-pesados y otros yacimientos no convencionales.

El primer acto jurídico de la Reforma Energética se oficializó el 20 de diciembre de 2013, al publicarse en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (en lo sucesivo Decreto).

En específico, el artículo 27 determina que, tratándose de petróleo e hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible. En el mismo artículo, se especifica que el Estado, a través del Ejecutivo Federal, podrá celebrar contratos con particulares o empresas productivas del Estado para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Por su parte, el artículo 28 reafirma que la exploración y extracción de petróleo y gas natural son actividades estratégicas para el país, de interés social y de orden público.

El 11 de agosto de 2014, el Ejecutivo Federal expidió nueve leyes secundarias, entre ellas la Ley de Hidrocarburos, aprobadas anteriormente por el Congreso de la Unión.⁵ Además, se reformaron doce leyes entre las que destacan la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la Ley Minera. Finalmente, el 31 de octubre de 2014 se publicaron los reglamentos de dichas leyes en el Diario Oficial de la Federación.

⁴ Presidencia de la República. 2013. Reforma Energética. México. pp. 3-8. Disponible en: http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11.pdf, consultada el 3 de junio de 2015.

⁵ Diario Oficial de la Federación. 2014. DECRETO por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas. DOF: 11/08/2014. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014, consultada el: 5 de junio de 2015.

Estas leyes establecen las modalidades contractuales que el Estado podrá utilizar para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural a fin de incrementar los ingresos petroleros de México y contribuir al desarrollo de largo plazo de la Nación. Los modelos de contratos contemplados por el nuevo marco regulatorio son: contratos de utilidad o producción compartida, licencias y contratos de servicios. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la adjudicación de los contratos para la exploración y extracción se llevará a cabo mediante procesos de licitación a cargo de la CNH, en los que podrán participar PEMEX, otras empresas productivas del Estado y personas morales en igualdad de circunstancias.

Los procesos de licitación deberán ser realizados bajo los principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez. En este sentido, el Plan Quinquenal permite consolidar estos objetivos al presentar un documento que pone a disposición del público la información de las áreas a licitar, lo que coadyuva en la implementación de la Reforma Energética.

1.2. 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 denominado “Ronda Cero” se diseñó para cumplir un doble objetivo:

1. Fortalecer a PEMEX dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción y una adecuada restitución de reservas de forma eficiente.
2. Permitir a PEMEX establecer alianzas y asociaciones (farm-outs) que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología.⁶

Por lo tanto, para la Ronda Cero, se analizó la información presentada por PEMEX y, el 13 de agosto de 2014, la SENER le otorgó, a esta empresa productiva del Estado, 489 Asignaciones, de las cuales 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados por un periodo de dos años o hasta que el Estado las licite.⁷ 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 en las rondas posteriores.

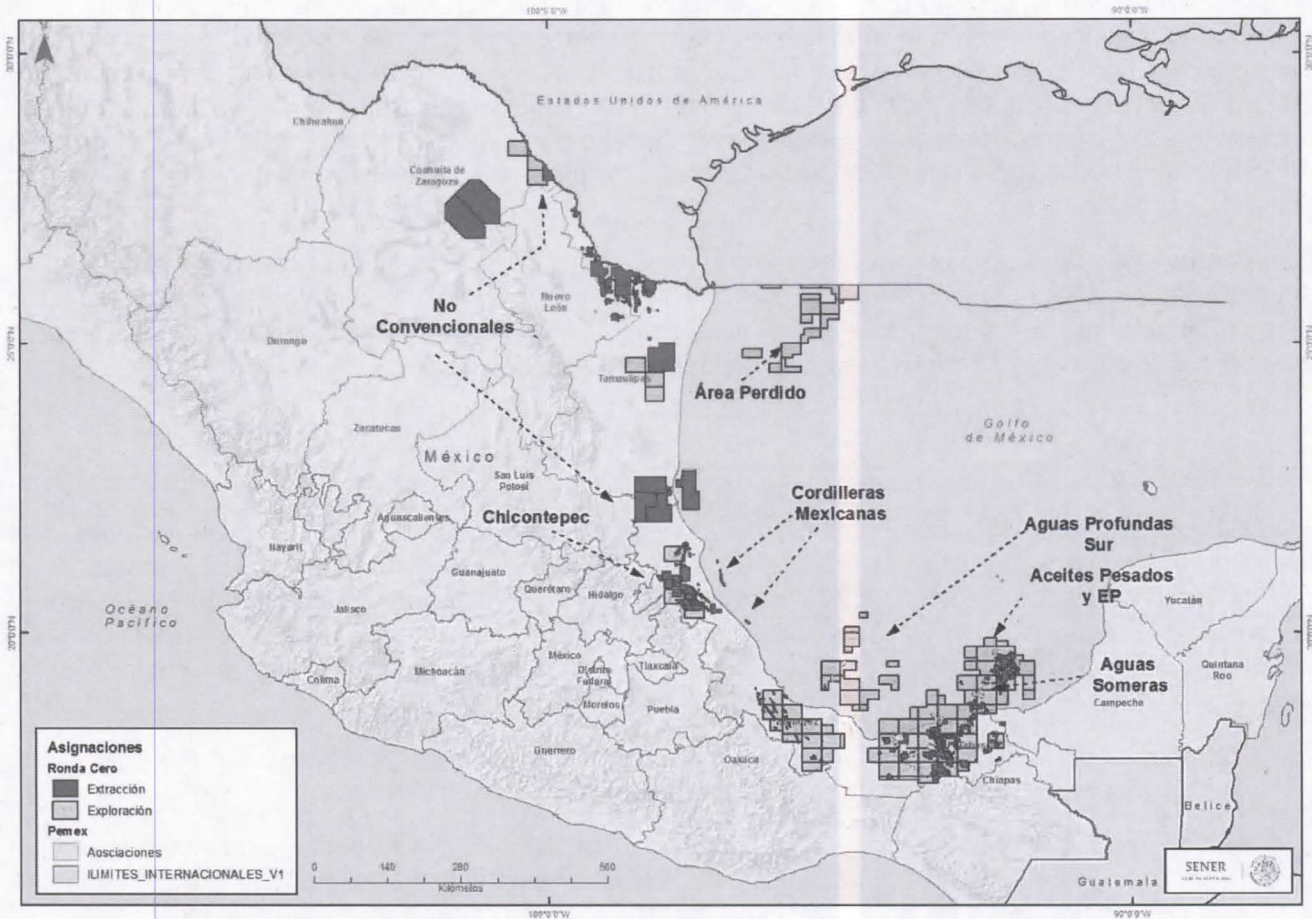
El siguiente mapa [Mapa 1] muestra la localización de las asignaciones otorgadas en Ronda Cero, en el cual se enfatiza que una parte importante de las áreas de exploración se encuentra en aguas someras, en las que PEMEX ha demostrado tener un alto desempeño a nivel internacional.

⁶ Pemex. 2014. Asociaciones de Pemex. Disponible en:

http://www.energia.gob.mx/rondacero/doc/Ficha_tecnica_asociaciones.pdf consultado el 8 de junio de 2015.

⁷ SENER. 2014. Ronda Cero. Disponible en: <http://www.energia.gob.mx/rondacero/9900.html>, consultada el 5 de junio de 2015.

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 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) [Tabla 1], es decir, prácticamente 100% de lo solicitado. Con estas reservas, la empresa deberá 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.

Los campos que no fueron asignados a PEMEX y que se encuentran disponibles para licitaciones en Rondas del Estado, poseen 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 cuenta con un volumen de 89.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), que estarán disponibles para ser licitados en las Rondas del 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 30 de septiembre de 2015, PEMEX ha solicitado la migración de 14 asignaciones a ocho Contratos de Exploración y Extracción, manifestando su interés en celebrar una alianza o asociación con personas morales considerando la complejidad técnica y alto requerimiento de capital de las áreas y campos a desarrollar. La SENER se encuentra evaluando las solicitudes y ha requerido información adicional para llevar a cabo la evaluación de las mismas. Una vez que Pemex desahogue los requerimientos de información adicional, la SENER enviará las solicitudes de migración a CNH para opinión técnica sobre la procedencia la migración. Si las migraciones resultan procedentes, la SENER propondrá el modelo de contrato y definirá sus términos y condiciones, y la SHCP determinará los términos fiscales. Al 2 de octubre de 2015, la SENER ha notificado a PEMEX la procedencia de las solicitudes de migración de los campos Ek, Balam, Sinán, Bolontikú, Ogarrio, Rodador, Cárdenas, Mora, Ayatsil, Tekel y Utsil.

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

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.

1.3. Ronda Uno

La Ronda Uno comprende 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 consiste en un portafolio balanceado de áreas y campos de diversas categorías. La cual a su vez es la ronda fundacional del Plan Quinquenal⁸ y con la que se da inicio a la participación competitiva, tanto de empresas privadas como de las empresas productivas del Estado en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural.

El diseño original de la Ronda Uno consideró un balance de oportunidades de exploración, el cual incluye áreas actualmente en producción y áreas poco exploradas, así como recursos de yacimientos convencionales y no convencionales de alto potencial prospectivo. El objetivo de esta diversificación es 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:

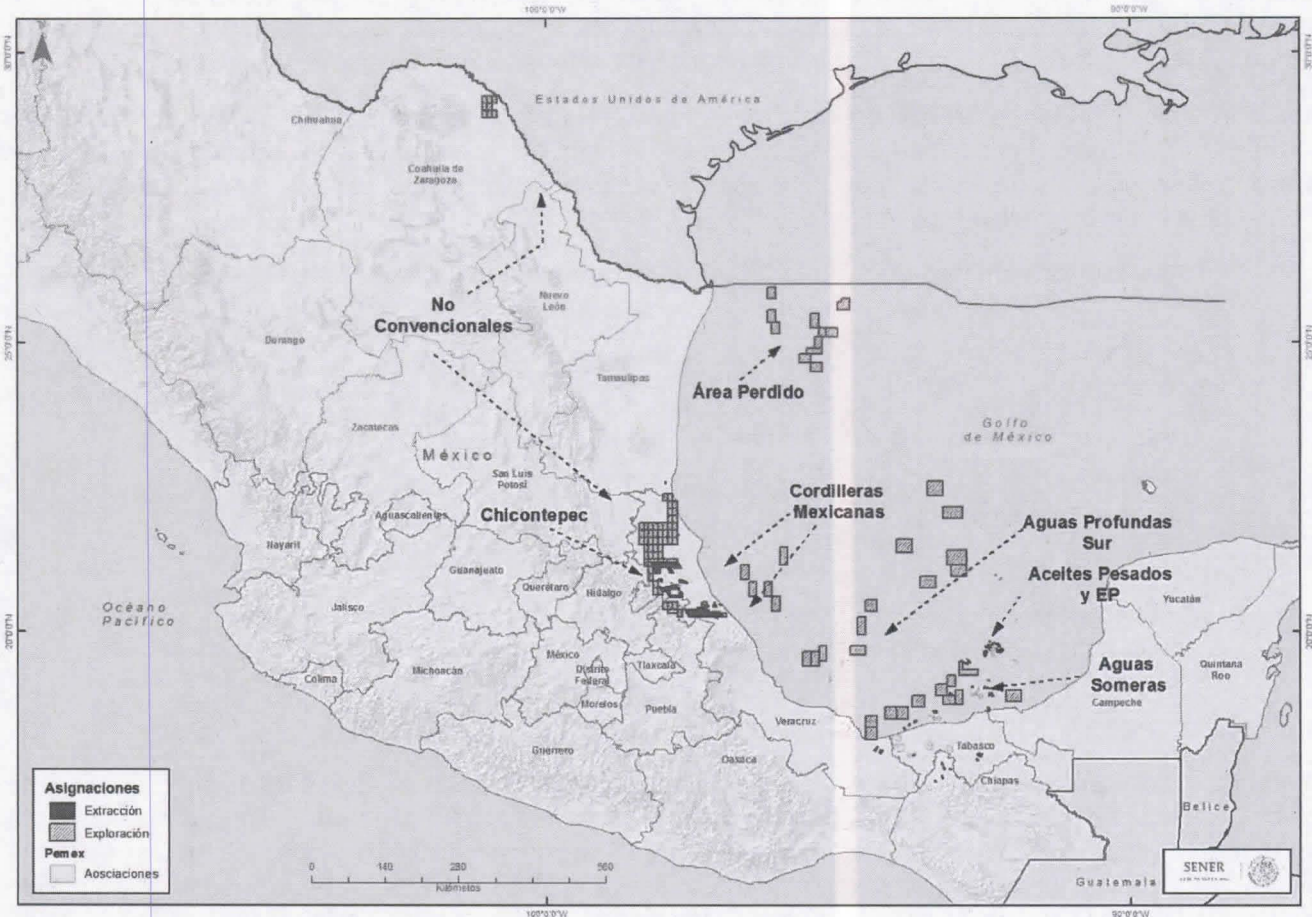
- El potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en el corto plazo;

⁸ CNH. 2015. Ronda Uno. Disponible en: <http://ronda1.gob.mx/Espanol/index.html>, consultado el: 4 de junio de 2015.

- El potencial para incorporar nuevas reservas; y,
- El potencial para incrementar los recursos prospectivos.

La Ronda Uno incluyó inicialmente 109 bloques de exploración y 60 campos de extracción que abarcan una superficie cercana a 28,500 km² [Mapa 2].

Mapa 2. Áreas consideradas para la licitación Ronda Uno.



La primera aproximación de la Ronda Uno sirvió como guía de los trabajos que se realizaron en la preparación de cada una de las convocatorias, en los que se consideraron distintos factores, incluyendo las condiciones del mercado y la materialidad de los proyectos. A partir de esta evaluación, a la fecha de la publicación de este documento, se ha iniciado el proceso de licitación de tres convocatorias como parte de la Ronda Uno [Tabla 2].

El 11 de diciembre de 2014, la CNH publicó la Primera Convocatoria de la Ronda Uno, así como las bases de licitación del proceso. Esta convocatoria incluyó 14 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida. 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 a partir 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 formado por Sierra Oil & gas, S. de R.L. de C.V en consorcio con 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. A esta Segunda Convocatoria precalificó 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 12 de mayo de 2015 se anunció que la Tercera Convocatoria incluye 25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres. Al cierre de la inscripción se registraron 60 empresas, de las cuales 40 son mexicanas, que se encuentran en proceso de precalificación. La adjudicación de estos contratos se llevará a cabo el 15 de diciembre de 2015. Las siguientes licitaciones de la Ronda Uno considerarán aceites pesados y extra-pesados, aguas profundas, Chicontepec y yacimientos de recursos no convencionales.

La Tabla 2 muestra un resumen de la distribución de recursos, tipos de contratos y ubicación de las áreas y campos incluidos en las tres primeras convocatorias. 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.

La inclusión de áreas en aguas profundas del Golfo de México, así como de yacimientos de aceites pesados y extra-pesados y recursos no convencionales en la Primera Aproximación de la Ronda Uno responde a una decisión estratégica para el país.⁹ Esto permitirá descubrir nuevos campos con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos y la tasa de restitución de reservas, así como promover el desarrollo de la industria en México. Adicionalmente, se estima que la inclusión de proyectos de aceites pesados y extra-pesados, así como de otros proyectos no convencionales, representan un gran potencial para acelerar la transferencia tecnológica al país.

⁹ SENER. 2014. Primera Aproximación Ronda Uno. Presentación de Ronda Uno, aguas someras exploración y extracción. Disponible en: http://www.energia.gob.mx/webSener/rondauno/_doc/Documento%20WEB%20Ronda%20Uno_Sitio.pdf, consultado el 1 de junio del 2015.

Tabla 2. Información de Ronda Uno, Primera, Segunda y Tercera Convocatoria

	Primera Convocatoria (bloques de exploración)	Segunda Convocatoria (campos de extracción)	Tercera Convocatoria (campos de extracción)
Recursos prospectivos (MMbpce)	687	-	-
Reservas certificadas (MMbpce)	-	1P: 143 2P: 355 3P: 671	Volumen Remanente: 1,882
Área total (km ²)	4,222	281	777
Tamaño de bloques/ campos (km ²)	116 – 500	42 – 68	7 – 135
Numero de bloques/campos	14	9 campos, en 5 contratos.	25
Ubicación	Aguas someras	Aguas someras	Terrestre
Modalidad de contratación	Producción compartida	Producción compartida	Licencia
Fecha de Fallo	15 de julio de 2015	30 de septiembre de 2015	15 de diciembre de 2015
Contratos Adjudicados	Bloques 2 y 7	Áreas contractuales 1, 2 y 4	-
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"> • Eni International B.V. • Pan American Energy LLC en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A.de C.V. • Fieldwood Energy LLC en consorcio con Petrobal S.A.P.I. de C.V. 	-

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

2. Marco normativo

En esta sección se describen los fundamentos jurídicos que sustentan la emisión, evaluación y modificación del Plan Quinquenal. Asimismo, se presenta el marco jurídico en el cual se circunscribe y la relación que guarda con el proceso de selección y licitación de las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos.

2.1. 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.

El Plan Quinquenal comprende las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos que se pretenden licitar en los siguientes 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 serán establecidos por la SHCP. Los lineamientos técnicos son específicos para cada licitación e incluyen los criterios de precalificación a efecto de que las empresas participantes comprueben sus capacidades técnicas, de ejecución, financieras y de experiencia; y, en su caso, demuestren el uso de mejores prácticas en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente.

Los procesos de licitación abarcan diversos actos y etapas en los que participan diferentes instituciones bajo un sistema de pesos y contrapesos en el que la SENER selecciona las áreas a licitar, establece el modelo de contratación, diseña los términos y condiciones técnicos de los contratos, establece los lineamientos técnicos de cada licitación y define los criterios de precalificación de los participantes. Por su parte, la CNH brinda asistencia técnica a la SENER en la selección de áreas contractuales y emite las bases que se observarán en los procesos de licitación sujetos a los lineamientos que la SENER establece. La SHCP fija las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los contratos, determina las variables de adjudicación y los mecanismos de adjudicación de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica. La Secretaría de Economía (SE) opina con respecto a los porcentajes mínimos de contenido nacional establecidos por la SENER para cada uno de los contratos, con la finalidad de promover el desarrollo de cadenas productivas locales y regionales sin afectar la posición competitiva de los contratistas. Finalmente, la Comisión Federal de Competencia Económica (COFEC) emite opinión sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación de los contratos, con el fin de garantizar la libre competencia y un entorno competitivo.

Una vez adjudicados los contratos, la CNH los administrará y supervisará técnicamente, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) los regulará, supervisará y sancionará en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Por último, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) recibirá, administrará, invertirá y distribuirá los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

2.2. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos

El Plan Quinquenal se encuentra regulado en los artículos 26, 27 y 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.¹⁰ 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.

De forma excepcional, para el año 2015, la CNH envió a la SENER la propuesta correspondiente en el mes de abril y, de acuerdo a lo establecido en el Transitorio Quinto del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la SENER emitió el primer Plan Quinquenal el 30 de junio 2015.

Durante el tercer trimestre de cada año, la SENER evaluará la ejecución del Plan Quinquenal y, en su caso, realizará las modificaciones que correspondan, para lo cual contará con la asistencia técnica de la CNH. La SENER deberá remitir a la SHCP a más tardar el 30 de septiembre de cada año, la información sobre las áreas contractuales que se licitarán en el año siguiente, conforme al Plan Quinquenal.

La SENER podrá considerar las propuestas que reciba de cualquier empresa productiva del Estado o persona moral para la inclusión de áreas contractuales de interés en el Plan Quinquenal y las listas de áreas que envíe a la SHCP cada año, siempre que éstas sean presentadas a más tardar el segundo trimestre de cada año.

¹⁰ 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 junio del 2015.

3. Política energética y metas de producción

El Plan Quinquenal contribuye directamente a las Metas Nacionales establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND) y a las metas de producción descritas en el Programa del Sectorial de Energía (PROSENER), y se establece como una pieza esencial para fomentar el desarrollo sostenible del país en términos energéticos y económicos.

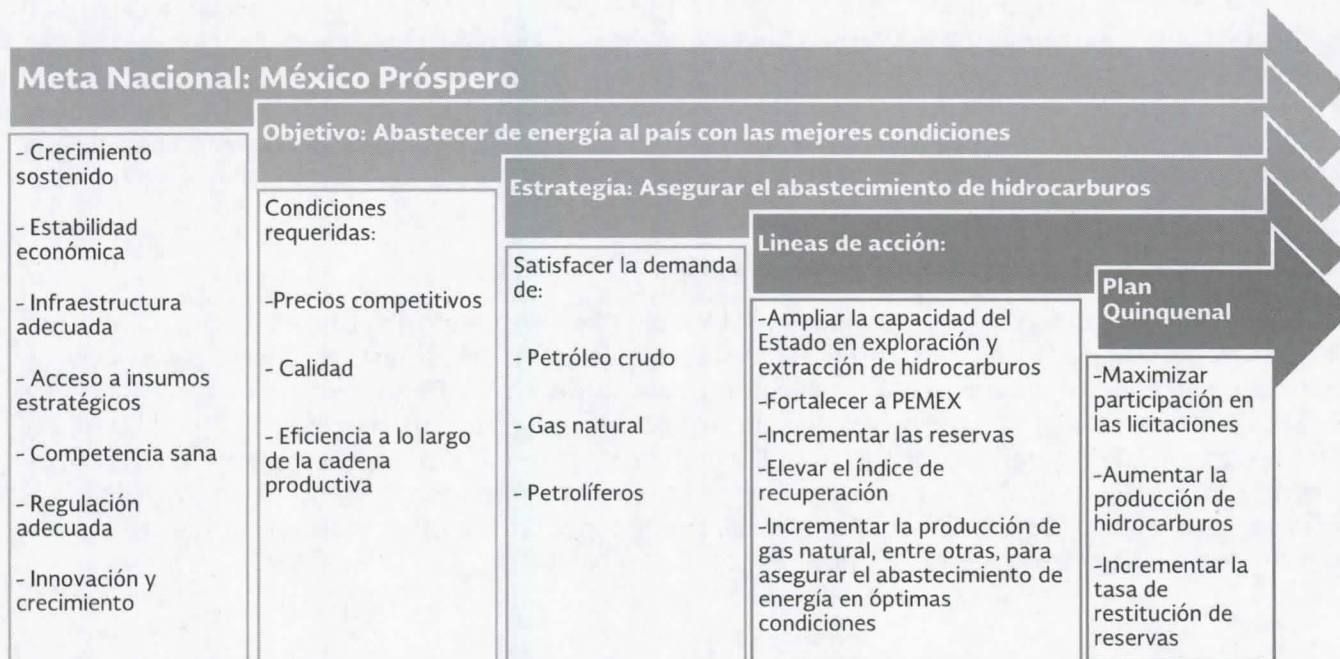
3.1. Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía

El Plan Quinquenal es un pilar fundamental de la política energética del sector hidrocarburos y uno de los instrumentos clave para la implementación de la Reforma Energética. Como tal, éste alinea las actividades del Ejecutivo Federal a las Metas Nacionales del PND, cuyo objetivo general es **llevar a México a su máximo potencial**. El PND está integrado por las siguientes cinco Metas Nacionales:

- a) Alcanzar un México en Paz.
- b) Lograr un México Incluyente.
- c) Impulsar un México con Educación de Calidad.
- d) Construir un México Próspero.
- e) Un México con Responsabilidad Global.

Cada una de las Metas Nacionales cuenta con objetivos que se ejecutan mediante estrategias definidas e integradas por líneas de acción. El Plan Quinquenal coadyuvará a cumplir con las líneas de acción que establece la Meta Nacional *Construir un México Próspero*, y con el objetivo de *Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva*, el cual incluye la estrategia de *Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país*. La relación del Plan Quinquenal con el PND se ilustra a continuación.

Ilustración 1. Alineación del Plan Quinquenal con la política de hidrocarburos establecida en el PND.



Como se puede observar, el Plan Quinquenal busca alcanzar tres metas principales conforme a las líneas de acción establecidas en el PND:

Maximizar la participación de empresas en las licitaciones. Al proponer una visión de mediano y largo plazo se da certidumbre a la industria sobre el desarrollo del sector y se incentiva una mayor participación y la obtención de los mejores términos para el Estado, ayudando así a maximizar la Renta Petrolera.

Aumentar la producción de hidrocarburos. En el corto plazo, se privilegiará la selección de campos con mayor avance en su desarrollo que no hayan sido solicitados por PEMEX en Ronda Cero, o bien que para el desarrollo de los mismos la empresa carezca de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución suficientes, de acuerdo a lo establecido en el Sexto Transitorio del Decreto. A mediano y largo plazo, las empresas que resulten ganadoras en las rondas de licitación podrán desarrollar proyectos de exploración y extracción en áreas poco exploradas y con alto potencial de desarrollo, contribuyendo a incrementar la producción de petróleo crudo y gas natural.

Incrementar la tasa integral de restitución de reservas y contribuir a la generación del conocimiento del subsuelo. Al tener mayor número de áreas en exploración y extracción se incrementará la probabilidad para la incorporación de reservas, tanto por descubrimientos como por reclasificación. Al mismo tiempo, se incrementa el potencial para aumentar los recursos prospectivos y obtener mayor conocimiento del subsuelo mexicano.

Por otro lado, el PROSENER es un instrumento de planeación mediante el cual la SENER establece y conduce la política energética nacional. Su objetivo consiste en determinar las acciones necesarias para solucionar los obstáculos que limitan el abasto de energía y promover la modernización de la infraestructura energética de México.

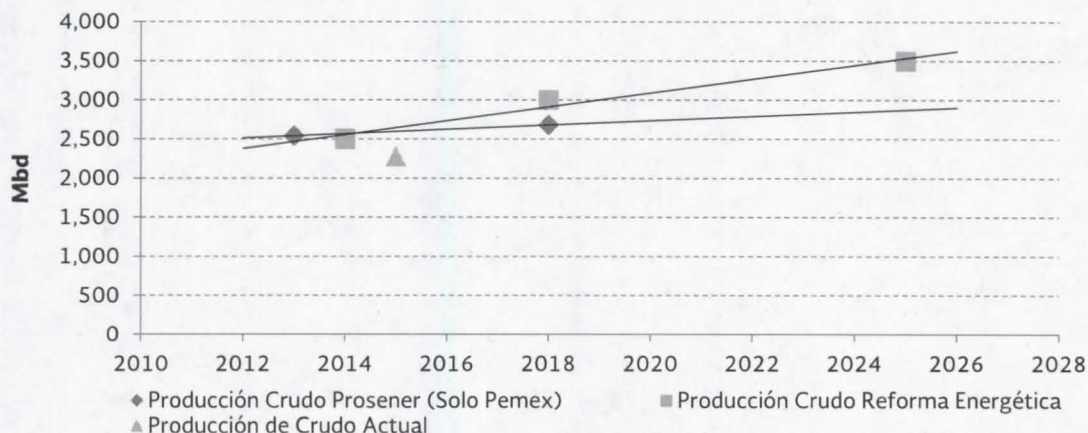
En lo que respecta al sector hidrocarburos, uno de los objetivos del PROSENER es optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, fomentando la implementación de procesos eficientes y competitivos. Este último objetivo está alineado al objetivo de *Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva* definido en el PND. De lo anterior se concluye que los objetivos y la visión estratégica del Plan Quinquenal están alineados con la política energética nacional y tendrán un impacto positivo en la consecución de las Metas Nacionales definidas en el PND y en el PROSENER.

3.2. Pronósticos de producción de hidrocarburos

El Plan Quinquenal es una pieza clave para lograr los objetivos de la Reforma Energética y para alcanzar las metas de producción de hidrocarburos. De acuerdo esta última, se estima que la producción de petróleo puede incrementarse en 500 mil barriles para 2018 y en 1 millón de barriles hacia 2025. La Gráfica 2 muestra el volumen de producción alcanzado promedio de enero a agosto de 2015, las metas planteadas en 2013 a partir de la Reforma Energética, y las metas definidas en el PROSENER.¹¹ Cabe mencionar que las metas de producción anunciadas con la aprobación de la Reforma Energética se establecieron a partir de precios del petróleo de alrededor de 100 dólares estadounidenses por barril y una producción de petróleo de PEMEX de alrededor de 2.5 MMbd.

¹¹ 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.

Gráfica 2. Producción de crudo actual y pronóstico.



Alcanzar estas metas dependerá de un conjunto de factores endógenos y exógenos al sector nacional de hidrocarburos. Algunos de los factores que pueden afectar la producción nacional son la volatilidad en el precio del petróleo en los mercados internacionales, los costos de producción, el pronóstico de crecimiento del Producto Interno Bruto, la producción global de hidrocarburos, la capacidad y disponibilidad de almacenamiento, los inventarios de distintos tipos de crudo, el tipo de cambio, entre otros. Al ser un instrumento dinámico que será revisado periódicamente, el Plan Quinquenal podrá adaptarse a un entorno cambiante y mantenerse como una herramienta útil de planeación. En particular, el mecanismo de evaluación permitirá mejorar el diseño de las rondas de licitación en cuanto a las áreas y campos a incluir, así como en la definición de los modelos de contrato y sus términos y condiciones.

3.3. Restitución de reservas

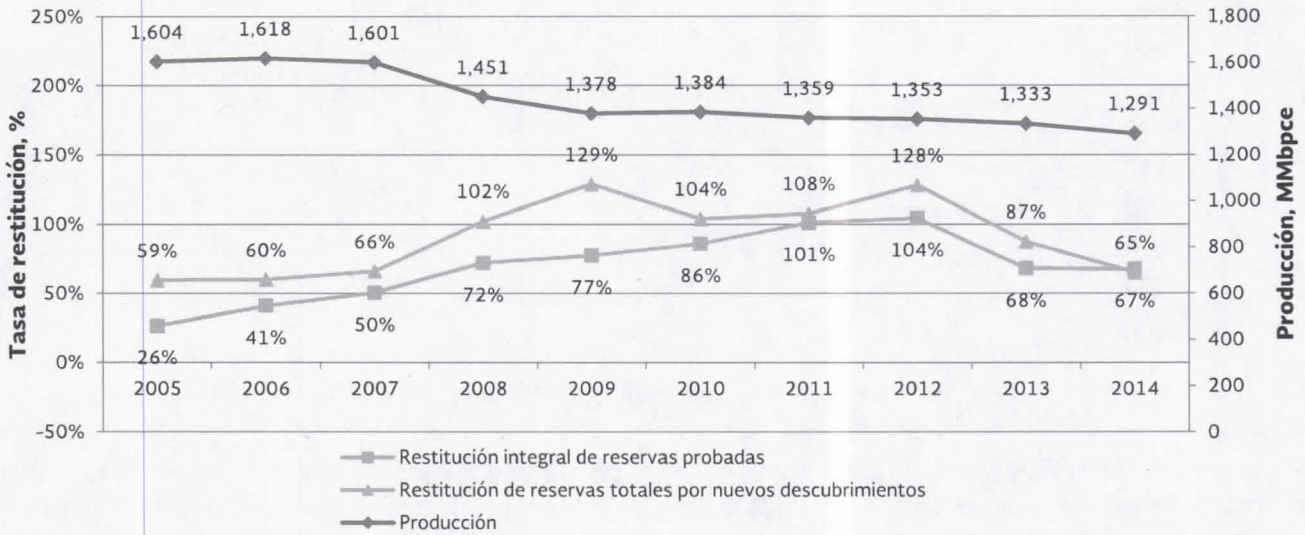
La tasa integral de restitución de reservas considera la incorporación por nuevos descubrimientos y por la delimitación, desarrollo y revisión de los volúmenes de hidrocarburos asociados a los campos existentes. Esta tasa se calcula en términos anuales utilizando la siguiente fórmula:

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

Cuando esta tasa es superior a 100% en un año, el volumen de hidrocarburos incorporado a la categoría de reserva es mayor en comparación al volumen producido. 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 el 2014, la tasa de restitución integral de reservas probadas descendió a 67%, mientras que la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos registró 65%, como se aprecia en la Gráfica 3. Para incrementar esta tasa, el Plan Quinquenal propone 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 3. Producción anual y tasa de restitución de reservas.



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.

4. 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 recursos prospectivos y, finalmente, se muestra su distribución geográfica, con el objeto de precisar los recursos con los que cuenta el país.

4.1. 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.¹² 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,¹³ 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

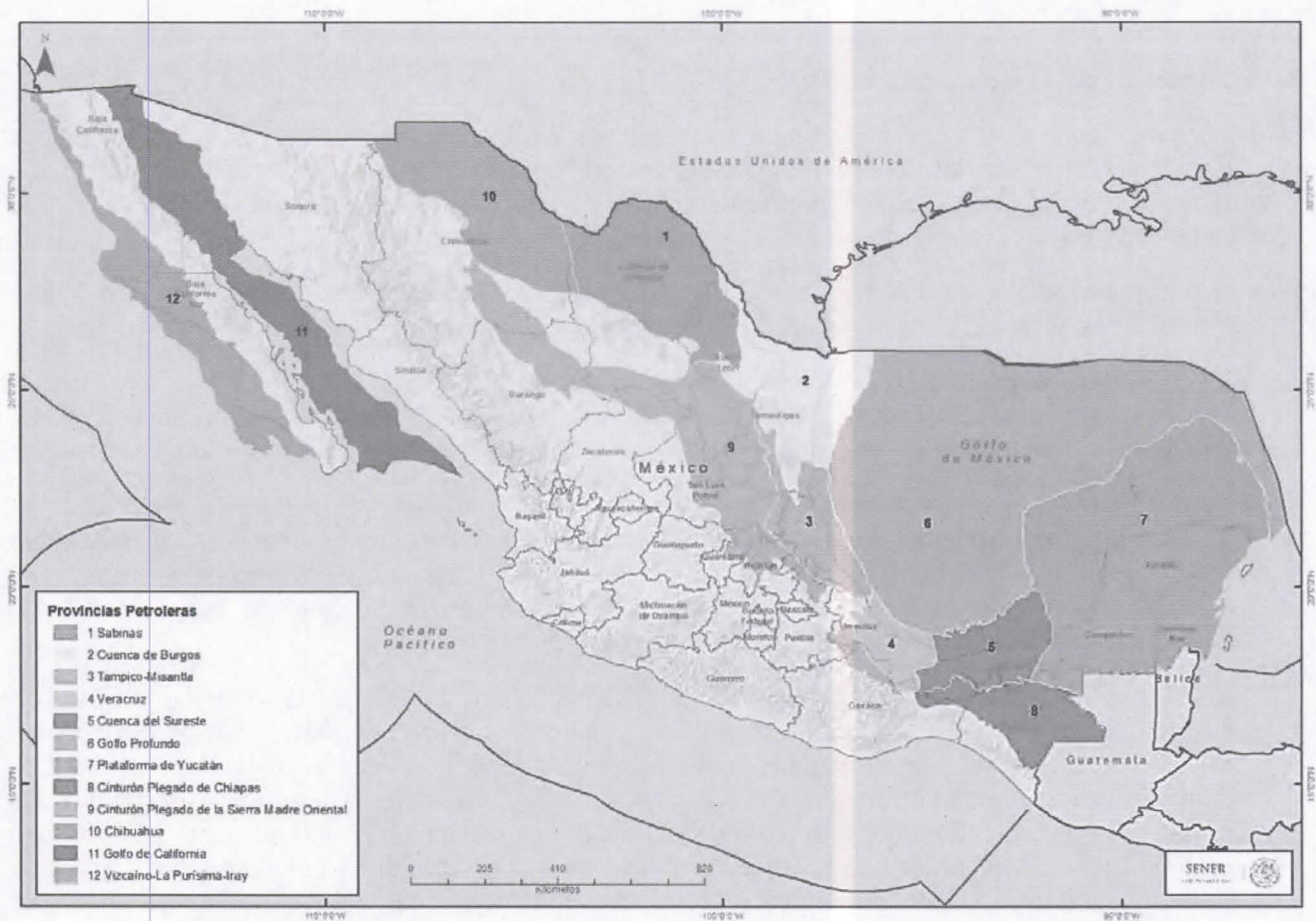
5.- Cuencas del Sureste: Es la productora de aceite más importante del país. Las rocas generadoras principales son calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran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

¹² CNH. 2010. Provincias Petroleras. Disponible en: <http://cnh.gob.mx/rig/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>, consultado el 5 de junio de 2015.

¹³ Ibídem.

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 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 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 laramídicas. 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 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 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 acñamientos 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.

4.2. 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 convencionales¹⁴ además de las cantidades ya producidas.

La metodología que se ha utilizado para la evaluación de recursos petroleros en México sigue las normas establecidas por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association*

¹⁴ Los recursos no convencionales son aquellos hidrocarburos que están contenidos en formaciones que requieren de técnicas especiales de explotación y, por tanto, demandan mayores inversiones en comparación con la explotación de recursos convencionales.

of *Petroleum Geologists*. A esta clasificación se le denomina *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

De conformidad con la evaluación, al 1 de enero de 2015, los recursos petroleros de México [Tabla 3] 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 37,406 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 13,018 MMbpce son reservas probadas (1P).

Tabla 3. 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	120		11	29	62	395	13,950
Burgos	2,192	4	308	513	797	3,204	10,770
Tampico-Misantla**	7,184	13	1,036	6,145	12,796	2,347	34,922
Veracruz	790	1	166	206	250	1,432	563
Cuencas del Sureste	45,567	82	11,402	15,625	21,341	14,466	
Golfo de México Profundo			94	464	2,158	27,835	
Plataforma de Yucatán						1,778	
Cinturón Plegado de Chiapas	22		1	2	2	1,172	
Total	55,875	100%	13,018	22,984	37,406	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 45,567 MMbpce (82% de la producción total). Además cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (57% del total) y con un importante volumen de recursos prospectivos, estimado en 14,466 MMbpce.

La segunda, 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 71% 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 3 se realizó con base en la información derivada de las actividades productivas y exploratorias de PEMEX, que hasta ahora ha sido 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.

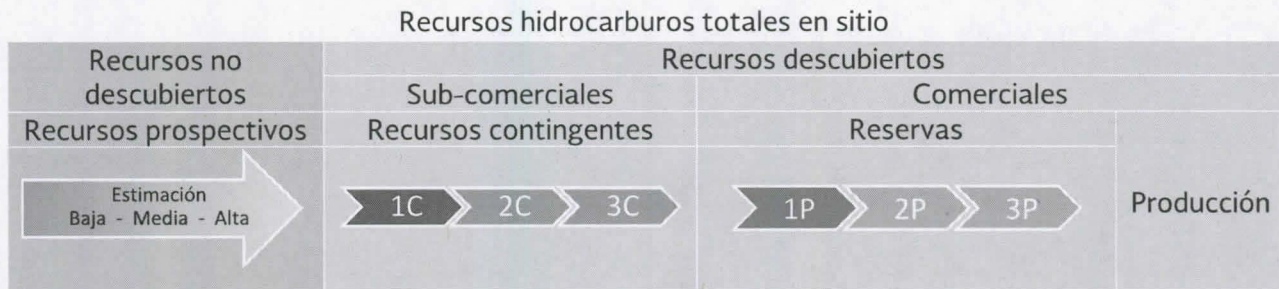
A través del Plan Quinquenal se sientan las bases para promover la actividad física y mejorar el desempeño en términos de incorporación de reservas y nuevos descubrimientos.

4.2.1. 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.

La CNH es el órgano regulador responsable de la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos de México. En 2012 emitió los *Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes*, en su Resolución CNH.08.001/12.¹⁵ Dichos lineamientos siguen los criterios y definiciones internacionales contenidas en las *Guidelines for the Application of the Petroleum Resources Management System (PRMS)* emitidas conjuntamente por la *Society of Petroleum Engineers*, la *American Association of Petroleum Geologists*, el *World Petroleum Council*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* y la *Society of Exploration Geophysicists*.¹⁶ La Tabla 4 muestra la clasificación de las reservas bajo estos criterios.

Tabla 4. Sistema de administración de recursos petroleros.



Fuente: SENER con información de la *Society of Petroleum Engineers*, 2011.

En armonía con la práctica internacional, la legislación mexicana permite a los contratistas, en particular a los operadores, ejercer su derecho de reportar estos volúmenes para fines contables y financieros únicamente, en los términos del artículo Quinto Transitorio del Decreto y del artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos.

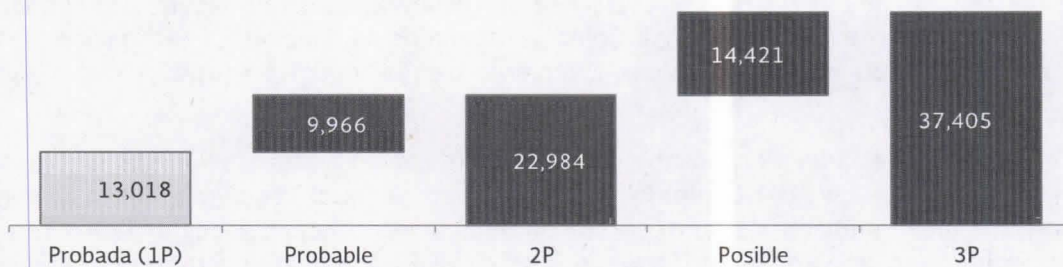
De acuerdo a la evaluación al 1 de enero de 2015 [Gráfica 4], México cuenta con reservas totales por 37,405 MMbpce, probadas de 13,018 MMbpce,¹⁷ probables por 9,966 MMbpce y posibles de 14,421 MMbpce. Como lo muestra la siguiente gráfica, más de la mitad de las reservas (61%) se clasifican como reservas 2P.

¹⁵ Diario Oficial de la Federación. 2012. Resolución CNH.08.001/12 por la que se modifica la Resolución CNH.07.001/10 en la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y ala aprobación dea los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5276443&fecha=02/11/2012, consultado el 5 de junio de 2015.

¹⁶ Society of Petroleum Engineers. 2011. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. Capítulo 2, p. 10. Disponible en: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf, consultada el 5 de junio de 2015.

¹⁷ 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>, consultado el 5 de junio de 2015.

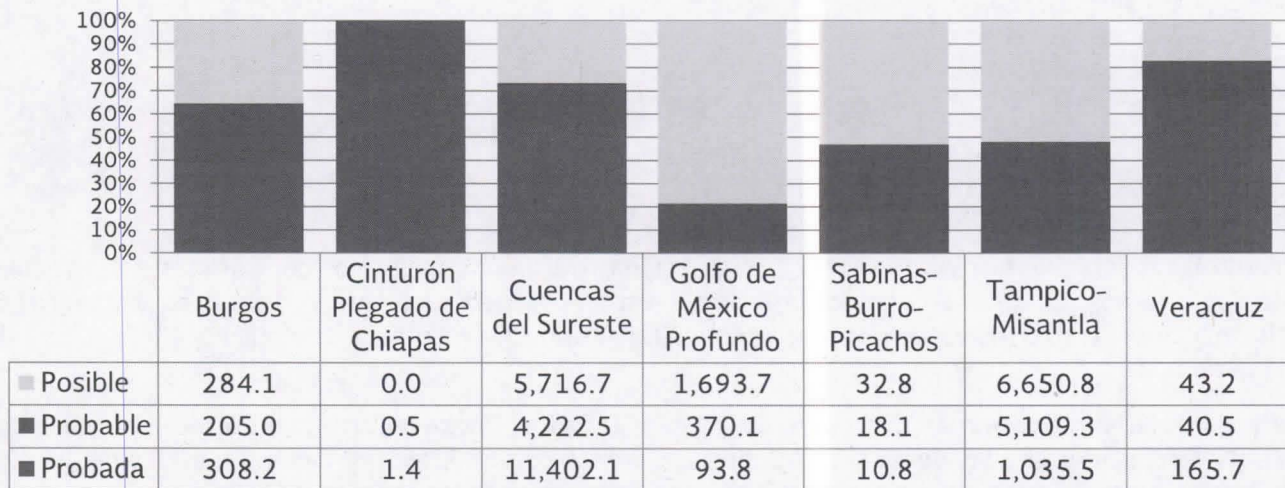
Gráfica 4. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015 (MMbpce).



Fuente: SENER, 2015.

En términos comparativos entre las provincias petroleras, la Gráfica 5 muestra que 96% de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Éstas poseen 94% y 86% de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas en las Cuencas del Sureste, 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 92% del total de las reservas, es decir 11,760.1 MMbpce.

Gráfica 5. 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.

4.2.2. Volumen remanente de hidrocarburos

Como se mencionó anteriormente, las reservas se definen como el volumen de hidrocarburos que se estima será recuperado económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación.

La evaluación de reservas al 1 de enero de 2015 se realizó considerando el marco institucional y la flexibilidad operativa y contractual de PEMEX como única empresa operadora en el país. A partir de la

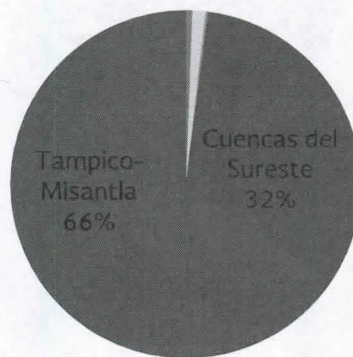
Reforma Energética, es necesario considerar la eventual participación de empresas operadoras que pudieran desarrollar los campos petroleros con costos de capital, operativos y administrativos diferentes a los de PEMEX. Por lo tanto, es necesario utilizar un indicador que refleje el potencial de hidrocarburos en cada campo que no dependa de las características de la empresa operadora, tal indicador es el volumen remanente:

$$\text{Volumen Remanente [MMbpce]} = (\text{Volumen Original [MMbpce]}) - (\text{Volumen producido [MMbpce]})$$

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

De esta manera, al 1 de enero de 2015, se reportan 74,265 MMbpce de volumen remanente para campos a licitar en Rondas del Estado [Gráfica 6], de los cuales 98% se concentra en las provincias de Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla.

Gráfica 6. Volumen remanente para rondas de licitación al 1 de enero de 2015 (MMbpce).



Fuente: SENER, 2015.

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 y campos que resulten atractivos y atraigan mayor inversión.

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

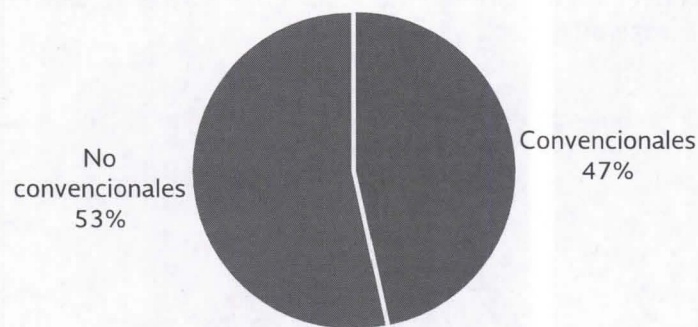
4.3. Recursos prospectivos

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. Los recursos prospectivos son

subdivididos de acuerdo con su nivel de certidumbre en recursos asociados a plays, oportunidades exploratorias y prospectos.¹⁸

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 7, en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 53% de recursos no convencionales y 47% de recursos convencionales.

Gráfica 7. 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.

A su vez, el grado de evaluación de los recursos prospectivos tanto convencionales como no convencionales permite distinguir entre volúmenes documentados y no documentados de hidrocarburos [Tabla 5].

- Volúmenes documentados.- Son recursos prospectivos contenidos en oportunidades exploratorias documentadas, con objetivos definidos a partir de estudios geológicos y geofísicos, tipo de hidrocarburo más probable identificado, evaluaciones de los sistemas petroleros y evaluación volumétrica de la trampa, entre otros.
- Volúmenes no documentados.- A partir de inferencias, se realiza la estimación probabilística de existencia de recursos prospectivos en plays probados pero que aún no cuentan con análisis a detalle para consolidar oportunidades exploratorias, así como en plays hipotéticos de los que se tienen estimaciones por correlaciones y estudios indirectos.

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

¹⁸ Diario Oficial de la Federación, 2013. Resolución CNH.11.001/13 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece los Lineamientos para el análisis y evaluación de los recursos contingentes y prospectivos de la Nación y del proceso exploratorio y su seguimiento. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5324529&fecha=05/12/2013, consultado el 5 de junio de 2015.

documentados. Derivado de lo anterior, una de las motivaciones principales del Plan Quinquenal es incentivar las actividades petroleras para la evaluación y reclasificación de estos recursos en reservas.

Tabla 5. 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.

En términos de la distribución de recursos prospectivos de acuerdo con su Provincia Petrolera respectiva, la siguiente tabla [Tabla 6] indica que tanto las Cuencas del Sureste como el Golfo de México Profundo son las que reportan mayor potencial. De acuerdo con la Tabla 6, el recurso prospectivo documentado, considerando el riesgo geológico en su estimación P_{media} para ambas provincias, representa cerca de 80% del recurso prospectivo de esta categoría.

Con respecto a la provincia de Golfo de México Profundo, debe considerarse que es la que mayor potencial representa, según las estimaciones de recursos prospectivos documentados considerando el riesgo geológico en su escenario P_{media} . En esta provincia, los estudios de PEMEX han identificado siete subprovincias geológicas: Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Planicie Abisal, Salinas del Istmo, Escarpe de Campeche y Cinturón Plegado de Catemaco.¹⁹

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, prácticamente, 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.

¹⁹ PEMEX. 2013. Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. p. 17. Disponible en: <http://www.cnh.gob.mx/rig/PDF/Cuencas/GOLFO%20DE%20M%C3%89XICO%20PROFUNDO.pdf>, consultado el 30 de mayo de 2015.

Tabla 6. 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	Play establecido	Play hipotético
Burgos	5,669	2,386	380	12	4
Cinturón Plegado de Chiapas	1,485	620	100	3	
Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental*	75	30	4		
Cuencas del Sureste	22,685	10,335	2,389	17	2
Golfo de México Profundo	41,470	17,939	3,309	4	7
Plataforma de Yucatán	2,376	1,003	164	5	
Sabinas-Burro-Picachos	425	189	38	8	1
Tampico-Misantla	4,003	1,665	259	11	2
Veracruz	3,123	1,360	276	8	
Total general	81,311	35,527	6,919	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: Elaboración SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2015 y Base de Datos de Plays, 2014 PEMEX.

4.4. Distribución de reservas por entidad federativa

En esta sección se describe la distribución de reservas y volumen remanente 3P, en función a su distribución en las diferentes entidades que cuentan con recursos de hidrocarburos [Tabla 7]. 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 2015, que abarcan el desarrollo de 768 campos, de los cuales 649 están ubicados en 10 entidades federativas, 47 en dos o más entidades federativas y 119 en las aguas territoriales del Golfo de México. La tabla siguiente muestra el detalle de la distribución por ubicación del campo.

Tabla 7. Distribución de reservas por ubicación.

Ubicación	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente (MMbpce)	%
		1P	2P	3P		
Marino	119	8,313	12,194	18,641	98,407	38%
Terrestre	636	4,499	10,528	18,482	158,006	61%
Transicional	13	206	262	283	2,791	1%
Total general	768	13,018	22,984	37,406	259,204	100%

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.

En la tabla siguiente [Tabla 8] se aprecia que, por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (195), seguido por Tamaulipas (176) y Tabasco (104). En ellos se concentra la mayor cantidad de recursos de reserva remanente 2P (7,242 MMbpce) y de volumen original 3P remanente (116,900 MMbpce).

En este sentido, estas tres entidades contienen 62% de los campos, 31% de la reserva remanente 2P y 45% del volumen original 3P remanente.

Tabla 8. Estimación de reservas por Entidad Federativa.

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Veracruz	195	651	3,351	8,094	82,914
Tabasco	104	2,930	3,532	4,285	29,487
Tamaulipas	176	201	359	549	4,499
Chiapas	20	55	101	122	1,794
Puebla	6	43	155	188	952
Nuevo León	67	112	176	273	668
Coahuila	26	10	24	50	251
Campeche	4	24	39	49	70
Hidalgo	3	0	0	0	1
San Luis Potosí	1	0	0	0	0
Aguas Territoriales	119	8,313	12,194	18,641	98,407
Compartidos	47	679	3,053	5,154	40,163
Total	768	13,018	22,984	37,405	259,206

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.

Después figuran Nuevo León, Chiapas y Coahuila, que en su conjunto agrupan a 113 campos, en tanto que su reserva remanente 2P representa 1.3% del total y 1.2% del volumen remanente 3P. A pesar de su baja participación actual, se estima que el incremento en los estudios técnicos permitirá incrementar la producción de hidrocarburos, particularmente la de no convencionales en el mediano plazo.

De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 47 campos que acumulan reservas aproximadas por 3,053 MMbpce y un volumen original remanente 3P aproximado de 40,162 MMbpce, es decir, 15% del total. La Tabla 9 presenta el detalle de esta información.

Tabla 9. Reservas remanentes en campos compartidos.

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen 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
Total	47	680	3,053	5,154	40,162

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.

Respecto a la tabla anterior, se observa que Puebla y Veracruz comparten 27,238 MMbpce de volumen original remanente 3P y 4,065 MMbpce de reserva 3P aproximadamente, cifras que representan 68% y 79% 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 2015 realizada por PEMEX y aprobada por la CNH.

5. Proceso de Definición del Plan Quinquenal

El pasado 30 de junio de 2015, la SENER publicó la primera versión del *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019*, misma que elaboró a partir de la propuesta de la CNH considerando distintos elementos legales y de política pública, necesarios para la viabilidad de las licitaciones.

Después de su publicación, la SENER inició el proceso de evaluación del Plan Quinquenal que involucró la participación de los gobiernos locales y de la industria, mismo que concluyó el pasado 30 de septiembre de 2015. Lo anterior en cumplimiento al artículo 27 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

La SENER diseñó el proceso de evaluación para satisfacer principalmente tres objetivos:

- 1) Diseñar áreas de licitación que promuevan la competencia entre empresas y que permitan incrementar la producción de hidrocarburos, así como la tasa de restitución de reservas, a fin de maximizar los ingresos petroleros del Estado.
- 2) Identificar y considerar aspectos críticos que puedan comprometer la viabilidad de proyectos futuros en materia de exploración y extracción de hidrocarburos incorporando las observaciones y sugerencias de los gobiernos locales.
- 3) Considerar la disponibilidad y calidad de la información del subsuelo y otros aspectos técnicos que permitan un diseño adecuado de áreas a licitar y de sus términos contractuales y económicos en beneficio del Estado y de los futuros operadores petroleros.

De esta forma, para concluir el proceso de definición del Plan Quinquenal, la SENER empleó mecanismos de planeación participativa y de transparencia que consideran los intereses de los distintos actores involucrados en el sector de hidrocarburos. El propósito general de este proceso es identificar y considerar la visión, las expectativas, los planes y programas de los participantes, así como los criterios técnicos que habrán de seguirse en el desarrollo del Plan Quinquenal. Este ejercicio participativo retoma las mejores prácticas internacionales para alcanzar con éxito los objetivos nacionales en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

El proceso de definición del Plan Quinquenal consideró cuatro elementos esenciales: la retroalimentación de las empresas del ramo de exploración y extracción de hidrocarburos, las nominaciones de áreas de licitación de las empresas que han mostrado interés en las licitaciones del Estado, las encuestas realizadas a la industria y a las entidades federativas, y la actualización de la información geológica y geofísica a disposición de la CNH. Los elementos que influyeron en la configuración de las áreas a licitar en el Plan Quinquenal se muestran en la Ilustración 2.

5.1. Retroalimentación

El 15 de julio de 2015 se llevó a cabo la primera licitación de la Ronda Uno. La industria internacional le dio su confianza al marco institucional detrás de la licitación tanto a la reforma constitucional de diciembre de 2013 como a las leyes, reglamentos, órganos reguladores, modelo de contrato y todo lo que se ha construido en estos dos últimos años.

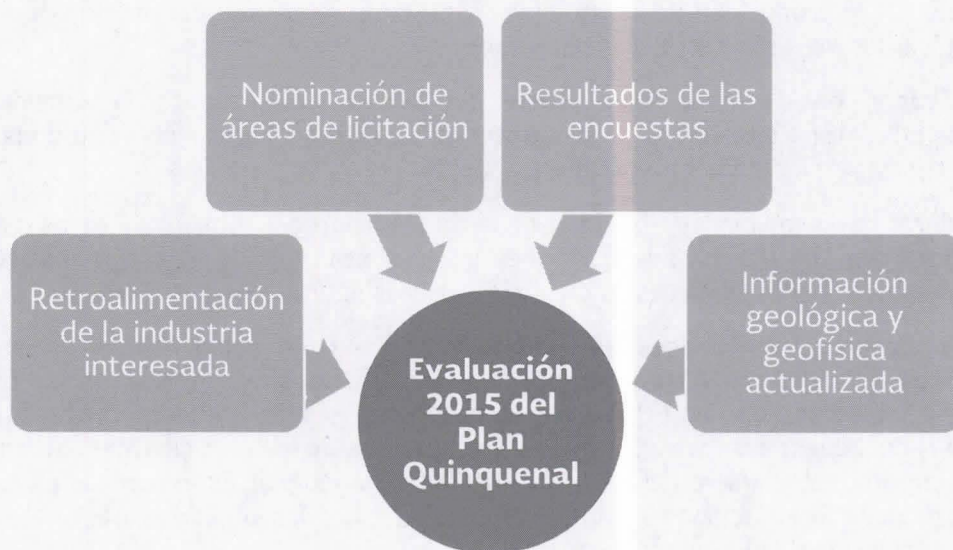
En la convocatoria se ofertaron 14 bloques para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo un modelo de contrato de producción compartida. En el evento participaron 12 licitantes, 3 empresas de forma individual y otras 9 agrupadas en 4 consorcios. El Estado recibió ofertas para 6 de los 14 bloques y se adjudicaron 2 de ellos. Del total de áreas, 4 tuvieron ofertas por debajo del

porcentaje de participación del Estado en la utilidad operativa establecida por la SHCP, mientras que para 8 áreas no se recibieron ofertas.

El resultado de la primera licitación sirvió para concluir que el adverso entorno mundial en materia petrolera impone la necesidad de llevar a cabo licitaciones más atractivas para las empresas que permitan maximizar los ingresos del Estado.

Por lo anterior, la SENER se dio a la tarea de revisar los detalles del proceso, considerando fundamental la necesidad de establecer, de manera transparente, los canales de comunicación con las empresas interesadas a fin de identificar las áreas de exploración y extracción de mayor interés para su inclusión en el Plan Quinquenal.

Ilustración 2. Elementos de la Evaluación 2015 del Plan Quinquenal.



Los procesos de retroalimentación implementados permitieron conocer las opiniones de la industria respecto a la versión anterior del Plan Quinquenal, así como a la viabilidad de los proyectos en materia de exploración y extracción. La retroalimentación obtenida muestra las siguientes sugerencias:

- Incluir áreas que no se contemplaron originalmente.
- Modificar el orden de las licitaciones de acuerdo a los criterios de disponibilidad de tecnología, grado de interés y calidad de información sísmica, entre otros.
- Las áreas de exploración deben ser contiguas para que se desarrollen economías de escala.
- Los bloques contemplados en las siguientes rondas deben estar en las zonas donde se cuenta con los estudios sísmicos de mejor calidad.
- El tamaño de los bloques debe incrementarse en función del riesgo geológico, con el objeto de que cuenten con la materialidad necesaria para su desarrollo comercial.
- Las áreas con tirantes de agua mayores a 3,000 metros o aquellas que contienen cuerpos salinos conllevan retos tecnológicos que deben considerarse en la programación de las rondas.

Estos comentarios y consideraciones han sido valorados por la SENER y han contribuido al proceso de definición del Plan Quinquenal.

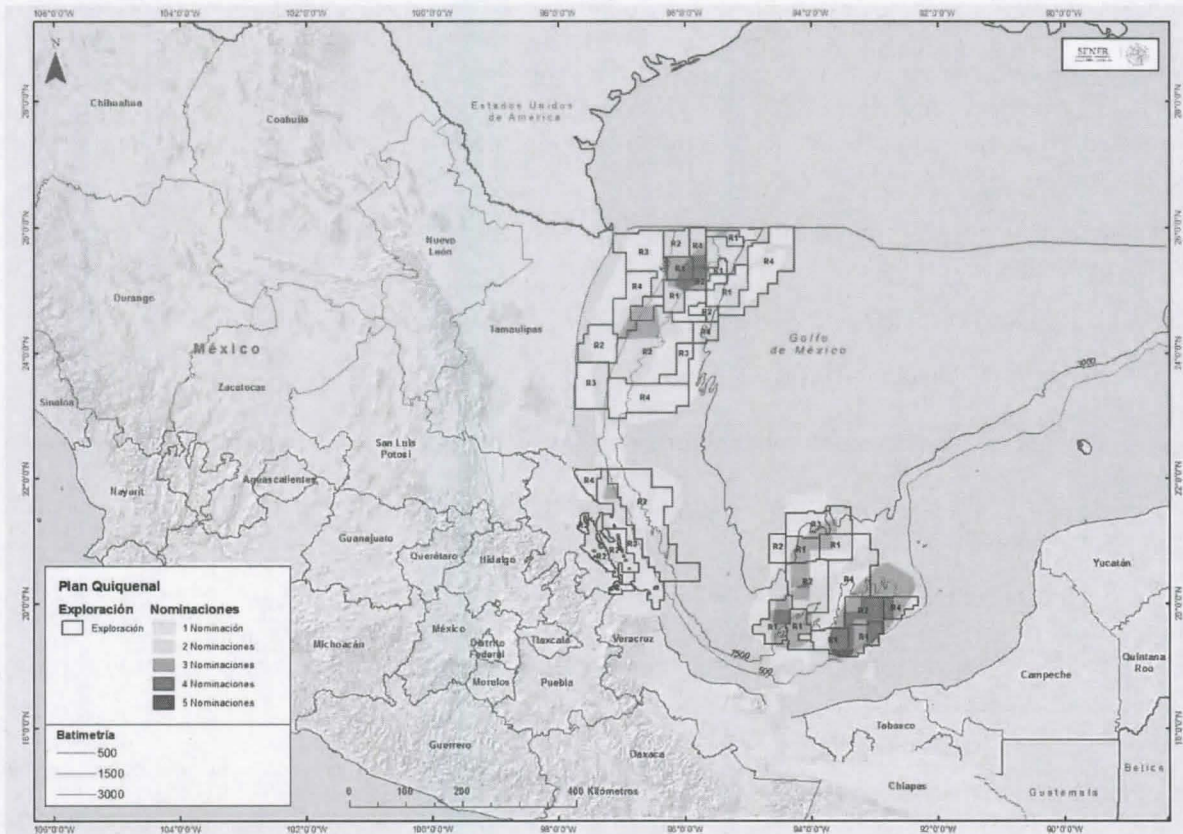
5.2. Nominaciones

El artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos indica que cualquier empresa productiva del Estado o persona moral podrá poner a consideración de la SENER, áreas sobre las cuales exista interés para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La SENER valorará la información recibida y, en su caso, la incluirá al Plan Quinquenal.

La SENER invitó a las empresas a nominar las áreas de su interés con el fin de evaluarlas y, en caso de considerarlo adecuado, incluirlas en el Plan Quinquenal. Las empresas respondieron a través de un formato para indicar las áreas de interés, incluyendo información georreferenciada, y las motivaciones que sustentaban su solicitud. Doce empresas presentaron nominaciones para zonas en aguas someras, aguas profundas, terrestres de recursos convencionales y no convencionales. Como parte de las nominaciones, las empresas propusieron la configuración de áreas con una mayor superficie a fin de disminuir el riesgo geológico.

Las nominaciones permitieron identificar nuevas áreas de licitación así como la recalendarización de algunas incluidas en la versión previa del Plan Quinquenal. Para incluir estas áreas en el Plan Quinquenal se verificó la disponibilidad de información sísmica con la calidad necesaria para evaluar su potencial exploratorio. La SENER realizó una relación geoespacial de las nominaciones con el objetivo de identificar las intersecciones entre las propuestas recibidas. Este estudio permitió identificar las áreas en la que una o más empresas coincidieron. El siguiente mapa ilustra el resultado de este análisis.

Mapa 4. Nominaciones de las empresas participantes y áreas consideradas en el Plan Quinquenal.



Para la inclusión de nuevas áreas de licitación en el Plan Quinquenal, la SENER verificó la disponibilidad de información sísmica que permitiera evaluar su potencial exploratorio. Por su parte, la CNH descartó las

áreas en las que no se encontraron trampas estratigráficas y estructurales aptas para la acumulación y entrapamiento de los hidrocarburos, además de aquellas con rocas generadoras inmaduras o demasiado maduras.

En síntesis, el proceso de nominación permitió reconocer el interés en áreas no consideradas en la versión anterior. Este proceso fue un primer ejercicio en el que las nominaciones se realizaron con base en información geológica, batimétrica y satelital existente.

La disponibilidad de nueva información sísmica, que formará parte del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, ayudará al desarrollo de un sistema de nominación de áreas que sirva para aumentar la actividad petrolera y para maximizar los ingresos del Estado.

5.3. Encuestas a la industria y a los gobiernos estatales

La SENER invitó a los gobiernos de las entidades federativas, en las cuales se consideran áreas a licitar en el Plan Quinquenal, y a las empresas del sector a participar en las encuestas publicadas en su página electrónica.²⁰ En línea con las mejores prácticas internacionales, se considera que las encuestas son una herramienta eficaz para conocer la opinión de la industria y de las autoridades locales.²¹ Este ejercicio buscó promover la planeación participativa, generar vínculos para una comunicación con transparencia y considerar a los distintos actores involucrados en el desarrollo de las licitaciones.

Los reactivos incluidos en la encuesta a la industria estuvieron contenidos en tres partes. La primera ahondó en los términos generales del Plan Quinquenal. En la segunda, se trataron temas específicos respecto a las áreas a licitar y a las rondas consideradas. La tercera buscó conocer la opinión de la industria referente a las licitaciones, sus procesos, y los términos y condiciones de los contratos. Como resultado, la información provista por la industria permitió evaluar el atractivo de las áreas propuestas, la temporalidad en la ejecución de las licitaciones y los principales retos que enfrenta la industria en el contexto actual.²²

En el Anexo 6 se presenta el análisis detallado de las encuestas. A continuación se presentan cuatro conclusiones generales:

1. La industria coincide con presentar Rondas de licitaciones diversificadas.
2. El 81% de las áreas resultaron de interés al menos para algún participante.
3. Las áreas de exploración concentraron el mayor interés por parte de los participantes.
4. Las áreas de exploración de Aguas Profundas, en particular Área Perdido fueron las de mayor atractivo.

La encuesta a la industria permitió a la SENER determinar las áreas de mayor interés para las empresas y su expectativa del momento en el que se daría la primera producción para cada área, de acuerdo con el tipo de hidrocarburo y su clasificación. Asimismo, permitió valorar la importancia que tiene para las

²⁰ Para revisar el análisis detallado de las encuestas ver Anexo 6.

²¹ Las encuestas son una herramienta utilizada en Canadá, Estados Unidos, Noruega y Gran Bretaña, y han demostrado ser útiles para integrar información de distintos actores.

²² La información recabada es confidencial y se protegerá para efectos de no interferir en las condiciones de competencia en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de los encuestados, en términos de las disposiciones en materia de transparencia y acceso a la información. No obstante, los encuestados podrán manifestar su decisión de hacer pública la información incluida en sus encuestas.

empresas contar con información técnica adecuada para llevar a cabo sus evaluaciones. Finalmente, brindó una perspectiva diferente para evaluar la materialidad de las áreas de exploración y extracción.

Por su parte, la encuesta realizada a los gobiernos de las entidades federativas estuvo compuesta por dos secciones. En la primera sección se trataron temas relacionados con el desarrollo esperado del sector, los requisitos de contenido nacional y el ejercicio de los recursos fiscales. La segunda sección requirió información sobre la situación socioeconómica en las que se circunscriben las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. A través de la encuesta a los estados se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Todos los gobiernos estatales encuestados coinciden en que el Plan Quinquenal coadyuvará al desarrollo del sector en su estado.
2. Más de 90% de las áreas localizadas en zonas terrestres coexisten con alguna actividad; ya sea sitios arqueológicos, actividades turísticas y económicas o reservas naturales.
3. Las actividades socioeconómicas primarias (agricultura y ganadería) son las que coexisten mayoritariamente con las actividades de exploración y extracción.
4. Los estados de Veracruz y Tabasco reportaron contar con reservas naturales en sus entidades, en adición a las Áreas Naturales Protegidas.

La información recabada permitió a la SENER conocer aspectos particulares de las áreas contempladas en la versión previa del Plan Quinquenal que serán fundamentales para definir la viabilidad de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

5.4. Asistencia técnica de la CNH

Durante el proceso de definición del Plan Quinquenal, la SENER consideró la inclusión de nuevas áreas de licitación en diferentes Rondas, así como el orden de su licitación. Durante este proceso, la SENER solicitó la asistencia de la CNH para verificar las áreas respecto a tres consideraciones técnicas:

- La consistencia entre los bloques contiguos de las áreas propuestas para licitación coincide y la clasificación de las áreas contractuales (aguas profundas, aguas someras, terrestres y no convencionales).
- El ajuste de las áreas a la distribución de las estructuras geológicas y a la caracterización del subsuelo, en función de la información sísmica y cualquier otra que se considere pertinente.
- El cálculo de los recursos prospectivos documentados y no documentados para las áreas incluidas en el Plan Quinquenal.

La asistencia técnica de CNH es un elemento fundamental del proceso para garantizar que las áreas tengan una configuración que considere estructuras geológicas completas a partir de la información geológica más reciente a disposición del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

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

En esta sección se presentan las áreas que conforman el Plan Quinquenal, que fueron definidas en el proceso de evaluación descrito en la sección anterior.

En esta nueva versión del Plan Quinquenal 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.

La versión inicial del Plan Quinquenal consideraba una superficie de exploración y extracción de 178,554.3 km², mientras que en el Plan Quinquenal se incluyen áreas de exploración y extracción con una superficie de 235,070.0 km². Lo anterior equivale a un aumento de 31.7% en el área considerada originalmente respecto a esta revisión del Plan Quinquenal.

El Plan Quinquenal establece cuatro rondas de licitación para áreas de exploración y campos de extracción a ejecutarse en el periodo 2015-2019, [Tabla 10] 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 10. 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 ²)	24,359.4	34,074.1	39.9
Ronda Dos	Recursos (MMbpce)	14,686.1	14,796.2	0.7
	Superficie (km ²)	56,401.3	75,342.8	33.6
Ronda Tres	Recursos (MMbpce)	10,941.3	12,276.5	12.2
	Superficie (km ²)	54,068.3	61,557.1	13.9
Ronda Cuatro	Recursos (MMbpce)	5,885.4	7,620.6	29.5
	Superficie (km ²)	43,725.3	64,095.9	46.6
Total	Recursos/Reservas (MMbpce)	102,635.5	104,788.6	2.1
	Superficie (km²)	178,554.3	235,070.0	31.7

* 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 km².

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.

El Plan Quinquenal considera 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 km². En la siguiente tabla se muestra que la provincia de Chicontepec representa el 64% del volumen original remanente.

Tabla 11. Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la extracción de hidrocarburos.

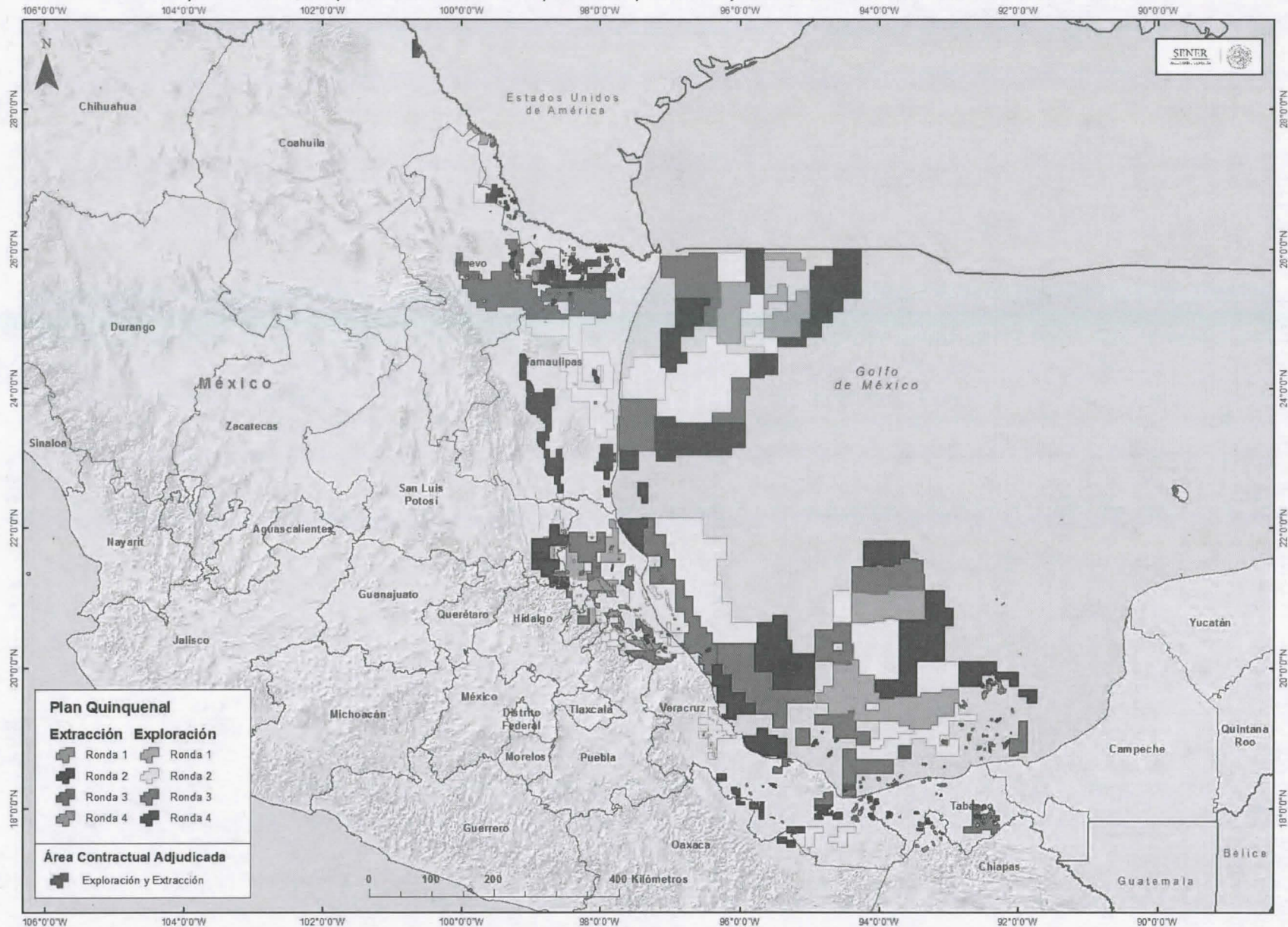
Categoría	Volumen original remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	489.0	102.3
Aguas someras	2,542.9	893.0
Terrestres	4,082	4,112.1
Chicontepec	42,150.9	2,045.1
Exta-pesados	16,679.7	451.7
Total	65,944.5	7,604.2

Respecto a la exploración convencional de hidrocarburos, se estima la licitación de 72 áreas [Tabla 13]: 26 de ellas en tierra, 17 en aguas someras y 29 en aguas profundas, con un recurso prospectivo total de 13,568.1 MMbpce y una superficie de aproximadamente 192,635.6 km². La categoría de aguas profundas aporta 66% de los recursos prospectivos a ser licitados.

Tabla 12. Resumen de los recursos convencionales para la exploración del Plan Quinquenal.

Categoría	Número de bloques	Recurso prospectivo total (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total	72	13,568.1	192,635.6

Mapa 5. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019.



Para la exploración del recurso no convencional de hidrocarburos se consideran 24 áreas [Tabla 14]: 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 km² con un recurso prospectivo asociado de 25,276 MMbpce. Tampico-Misantla se constituye como la provincia con mayor superficie y recursos no convencionales.

Tabla 13. Resumen de las áreas de licitación para la exploración de recursos no convencionales.

Categoría	Áreas de licitación	Recurso prospectivo total (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total	24	25,276.0	34,830.1

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

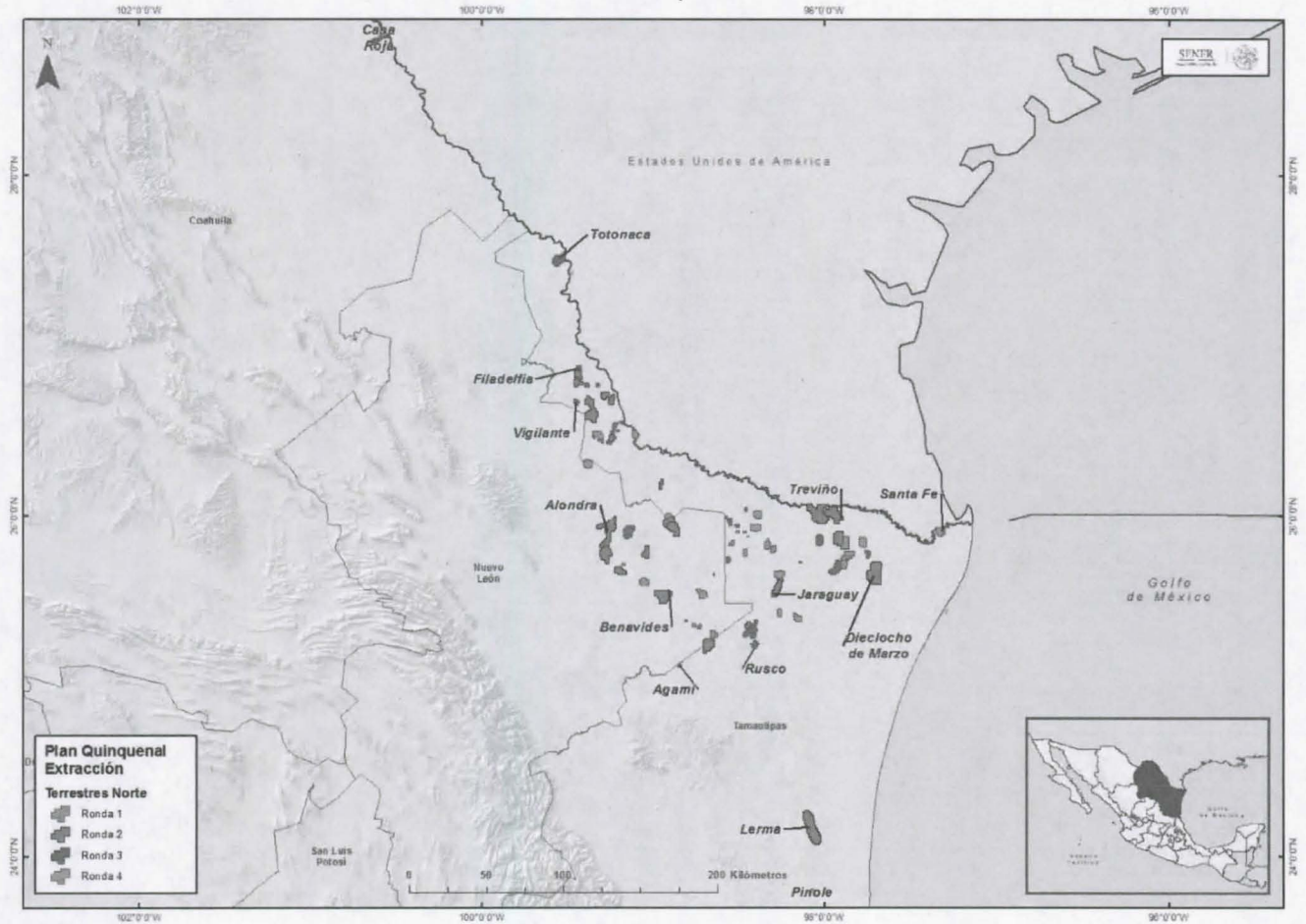
Los campos terrestres se ubican en las entidades federativas de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Puebla, Tabasco y Chiapas. Estos campos poseen un volumen remanente en sitio de 4,082.0 MMbpce, una superficie aproximada de 4,112.1 km² y están compuestos por campos maduros y aquéllos pendientes 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. Asimismo, se presentan los mapas con su ubicación en tres secciones de la República Mexicana, para su mejor referencia geográfica.

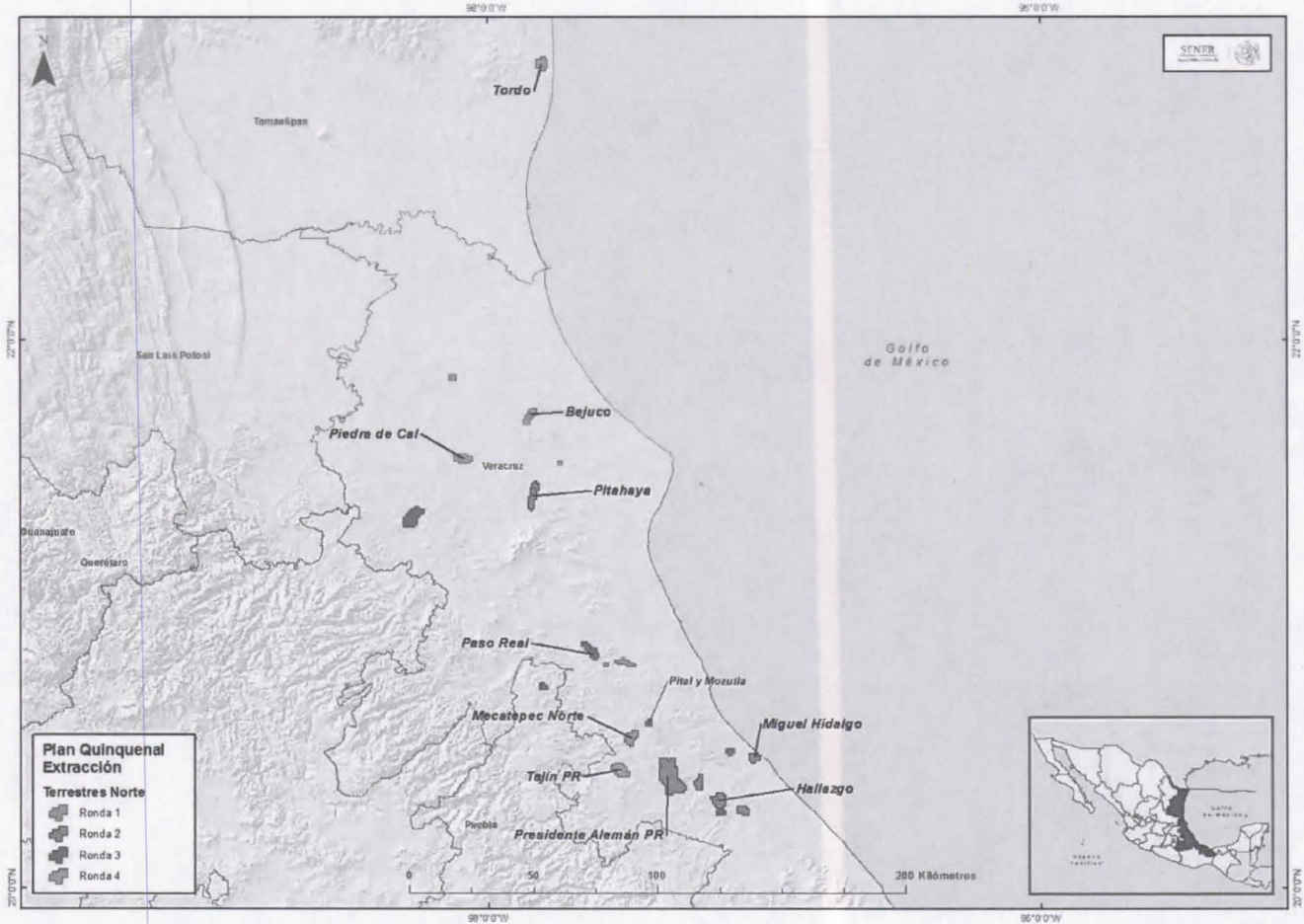
Tabla 14. Campos a licitar en zonas terrestres por ronda.

Ronda	Campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total general	169	4,082.0	4,112.1

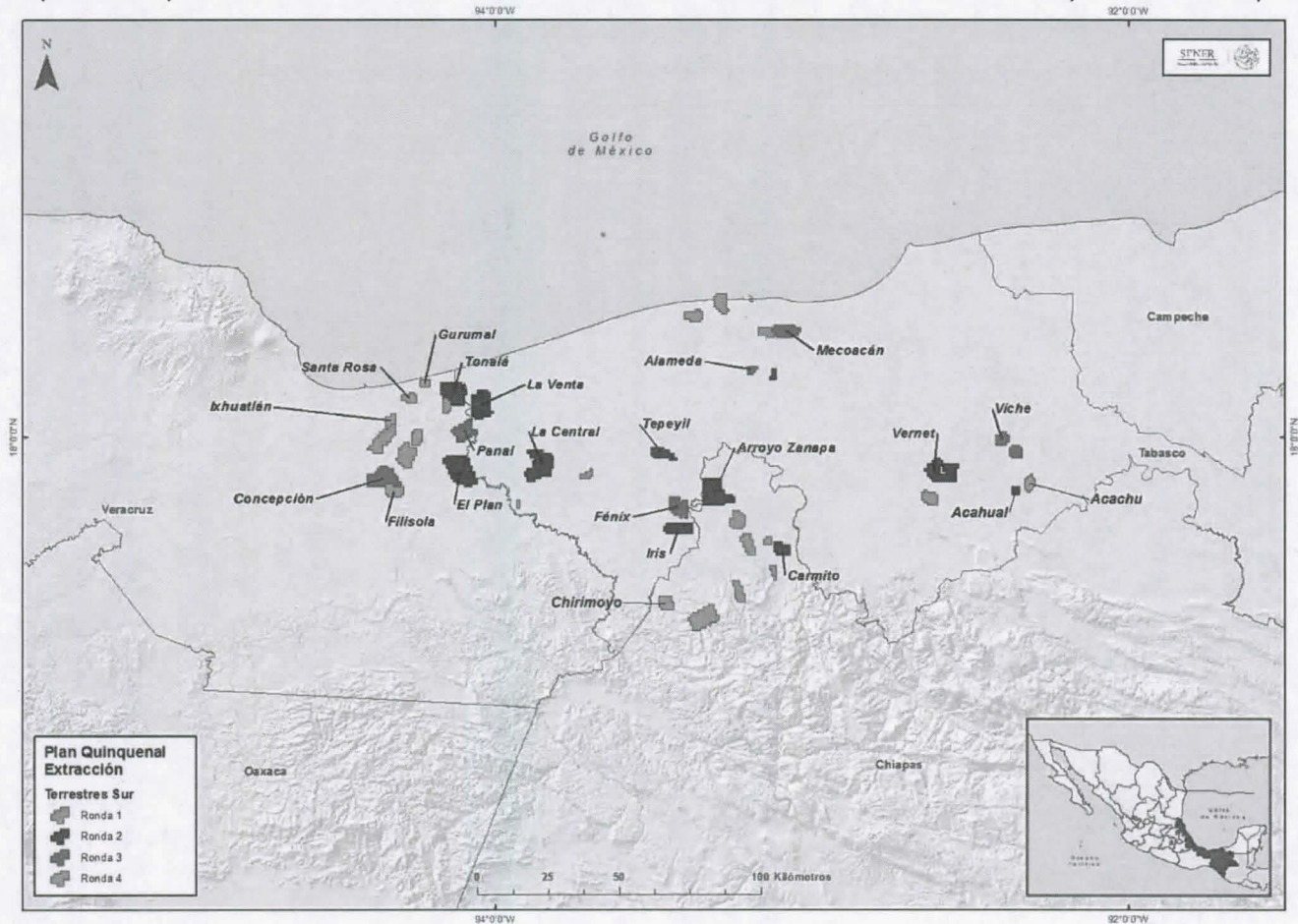
Mapa 6. Campos de extracción a licitar en zonas terrestres: oriente de Coahuila, Nuevo León y norte de Tamaulipas.



Mapa 7. Campos de extracción a licitar en zonas terrestres: sur de Tamaulipas, norte de Puebla y Veracruz.



Mapa 8. Campos de extracción a licitar en zonas terrestres: sur de Veracruz, Tabasco y norte de Chiapas.



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 km². 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.

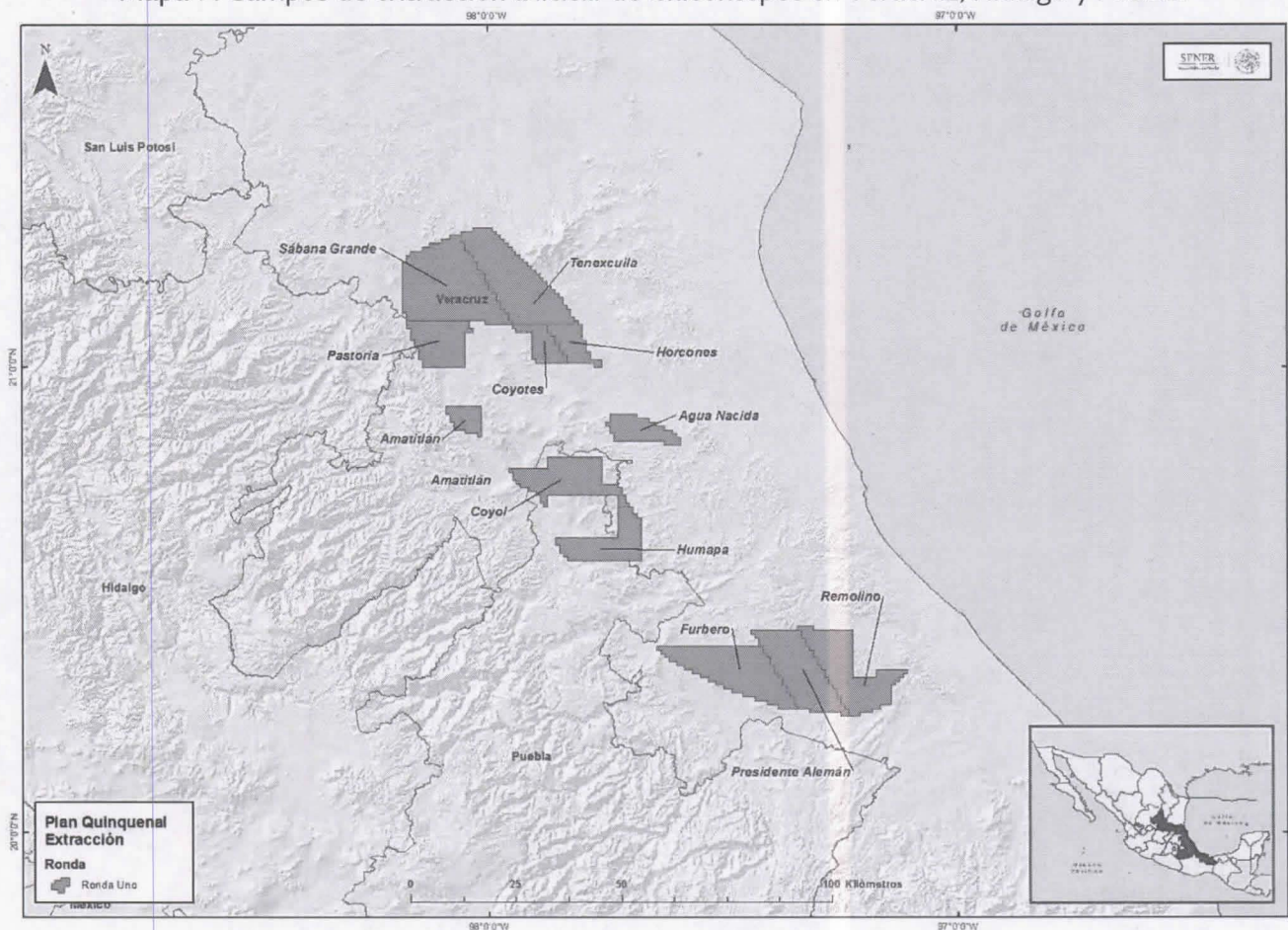
Tabla 15. Campos de extracción a licitar en Chicontepec.

Ronda	Número de campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Ronda Uno	12	42,150.9	2,045.1
Total general	12	42,150.9	2,045.1

Como se observa en el Mapa 9, 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.²³

Mapa 9. Campos de extracción a licitar de Chicontepec en Veracruz, Hidalgo y Puebla.



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 km². [Tabla 16] Los campos se ubican costa afuera frente a Tabasco y Campeche.

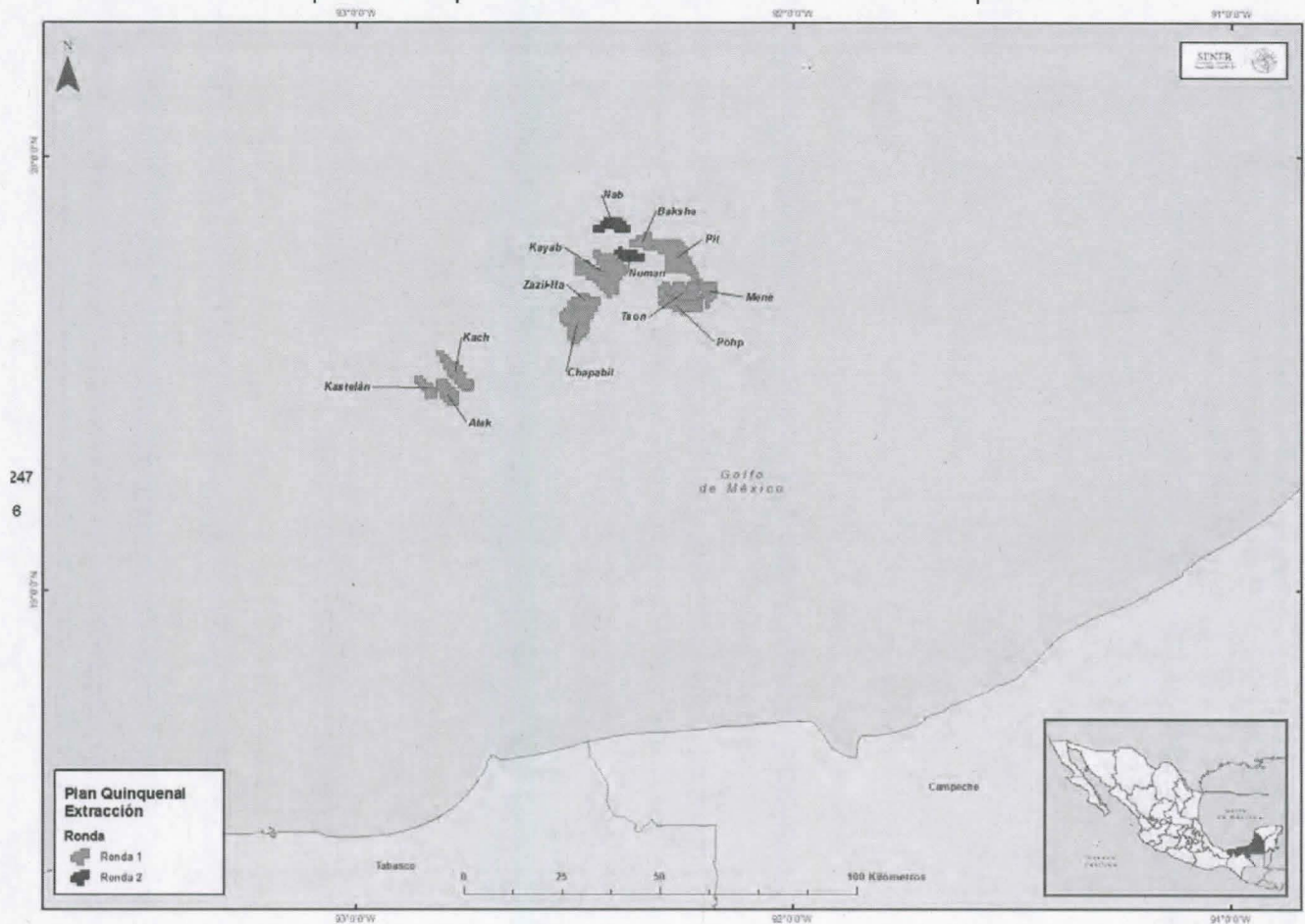
El crudo de estos yacimientos es de alta viscosidad y se asocia la presencia de gases amargos, como en el caso del ácido sulfhídrico (H₂S). Los tirantes de agua oscilan entre 20 y 400 metros aproximadamente, con la excepción del campo Nab, descubierto en un tirante de agua de 670 metros por lo que se clasifica como de aguas profundas.

²³ CNH. 2010. Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Disponible en: http://www.cnh.gob.mx/_docs/ATG/ATG_primera_revisión_8abril.pdf, consultado el 8 de Junio 2015.

Tabla 16. Campos de extracción a licitar de aceite extra-pesado.

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

Mapa 10. Campos de extracción a licitar de aceite extra-pesado.



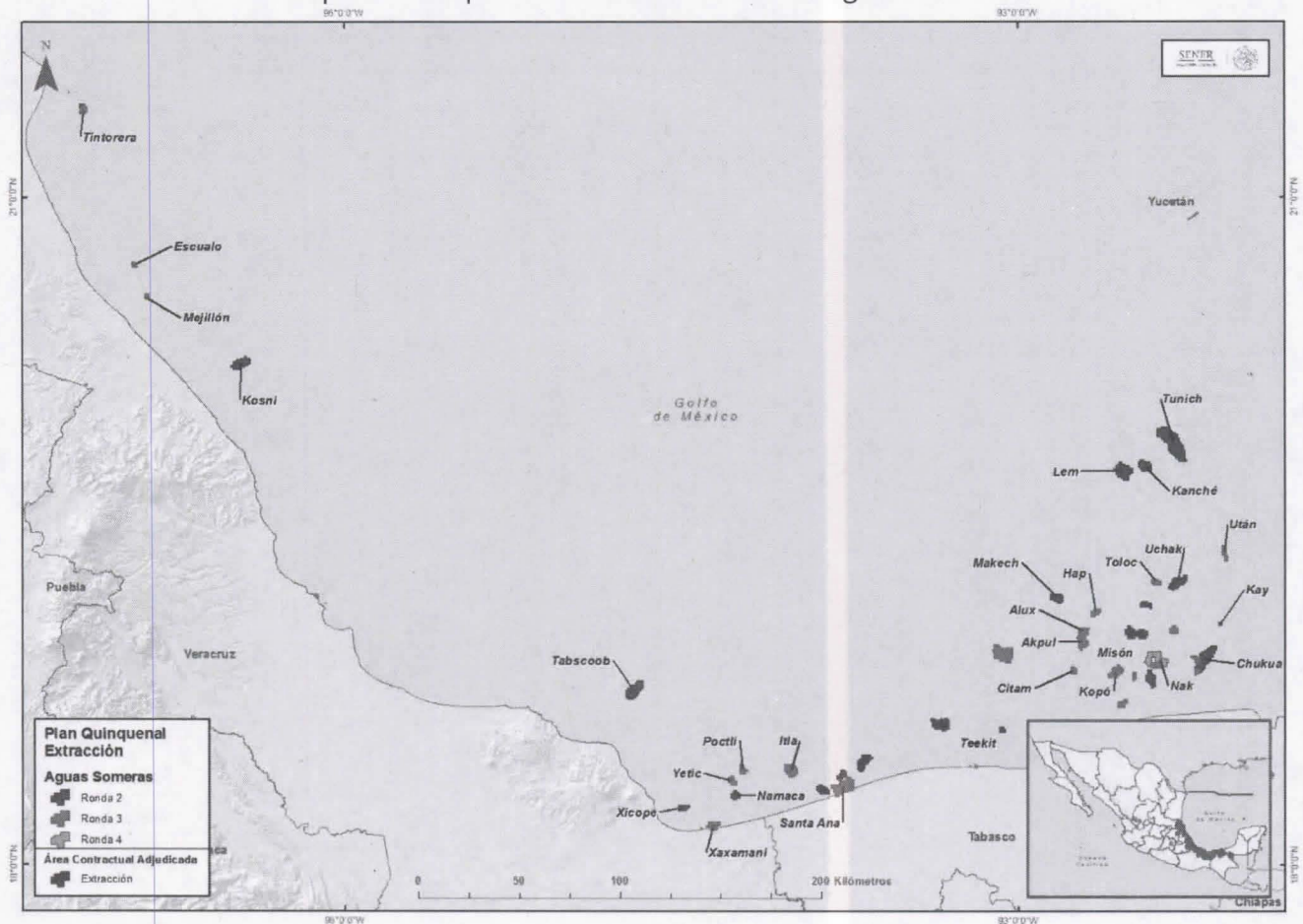
6.1.4. Aguas someras

Los campos a licitar para la extracción de hidrocarburos en aguas someras tienen tirantes de agua inferior a 500 metros [Tabla 17], 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 km². 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.

Tabla 17. Campos de extracción a licitar en aguas someras.

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

Mapa 11. Campos de extracción a licitar en aguas someras.



6.1.5. Aguas profundas

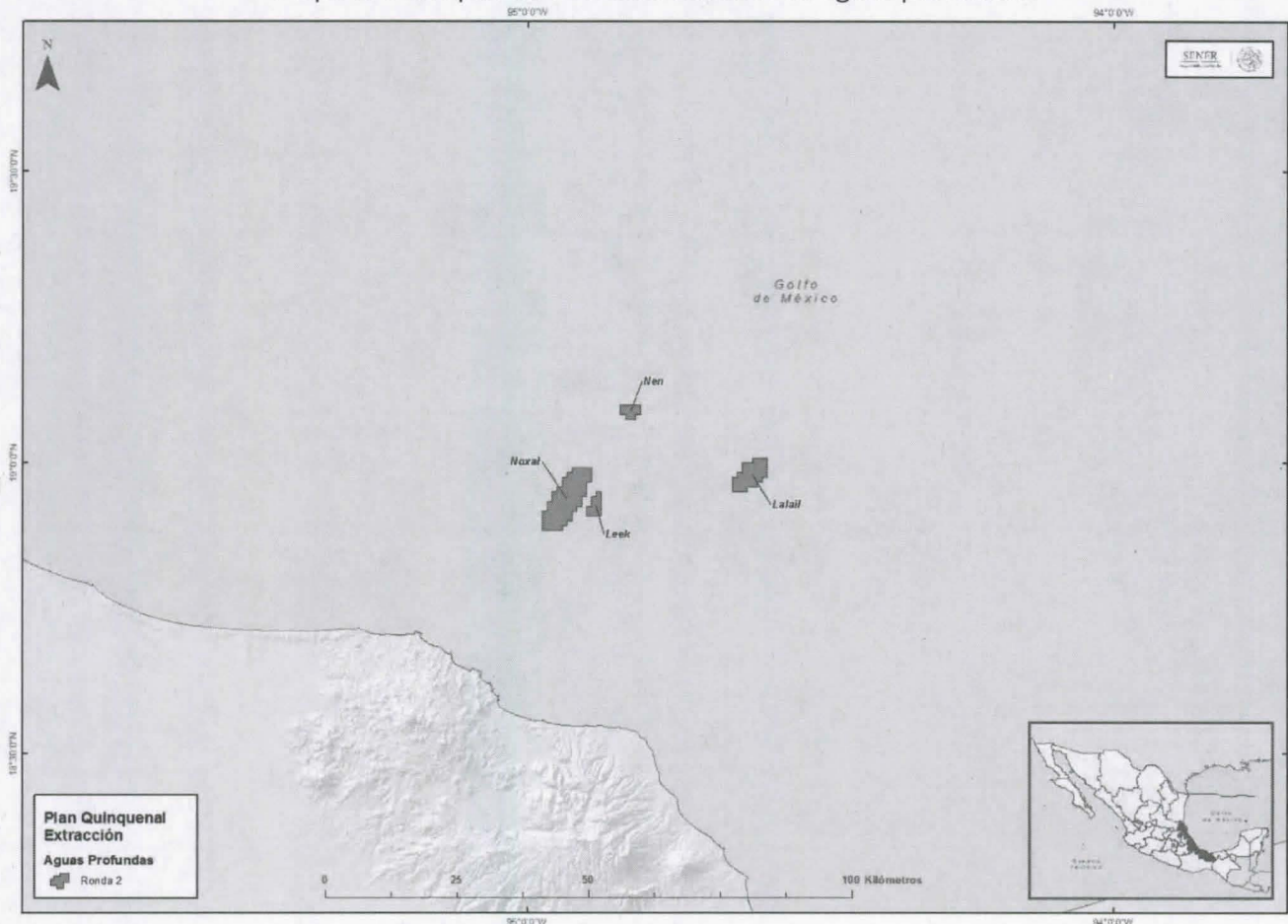
Los campos de extracción en aguas profundas que se considera licitar en la Ronda Dos, se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa y cuentan con un volumen en sitio de 489 MMbpce y con una superficie aproximada de 102.3 km².

Tabla 18. Campos de extracción a licitar en aguas profundas.

Ronda	Número de campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Ronda Dos	4	489.0	102.3
Total general	4	489.0	102.3

Los campos a licitar que se muestran en el Mapa 12 se encuentran en el sur del Golfo de México, frente a las costas de Veracruz, y son productores de gas no asociado.

Mapa 12. Campos de extracción a licitar en aguas profundas.

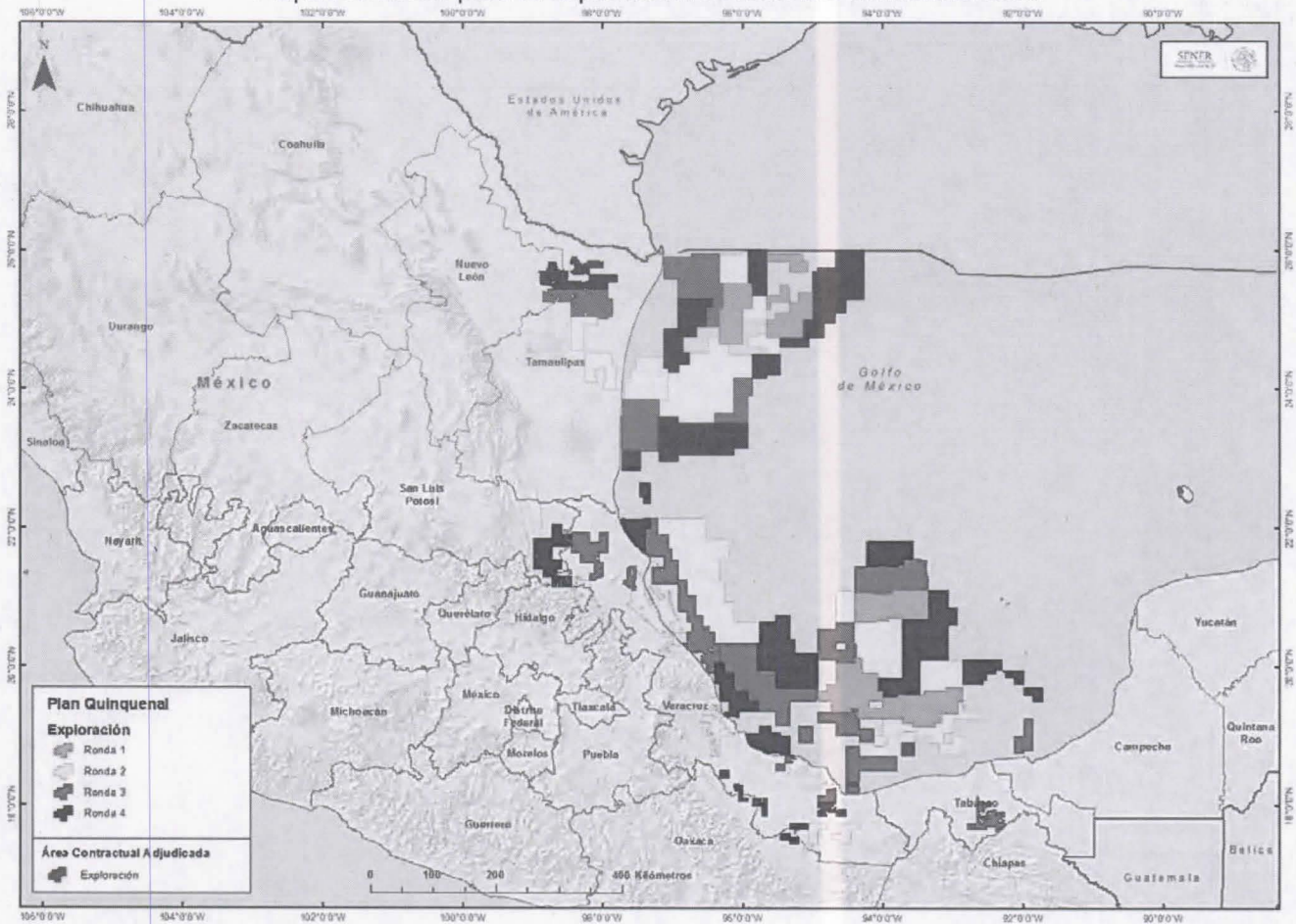


6.2. Exploración de recursos convencionales

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.

Mapa 13. Áreas para la exploración de recursos convencionales.



6.2.1. Aguas profundas

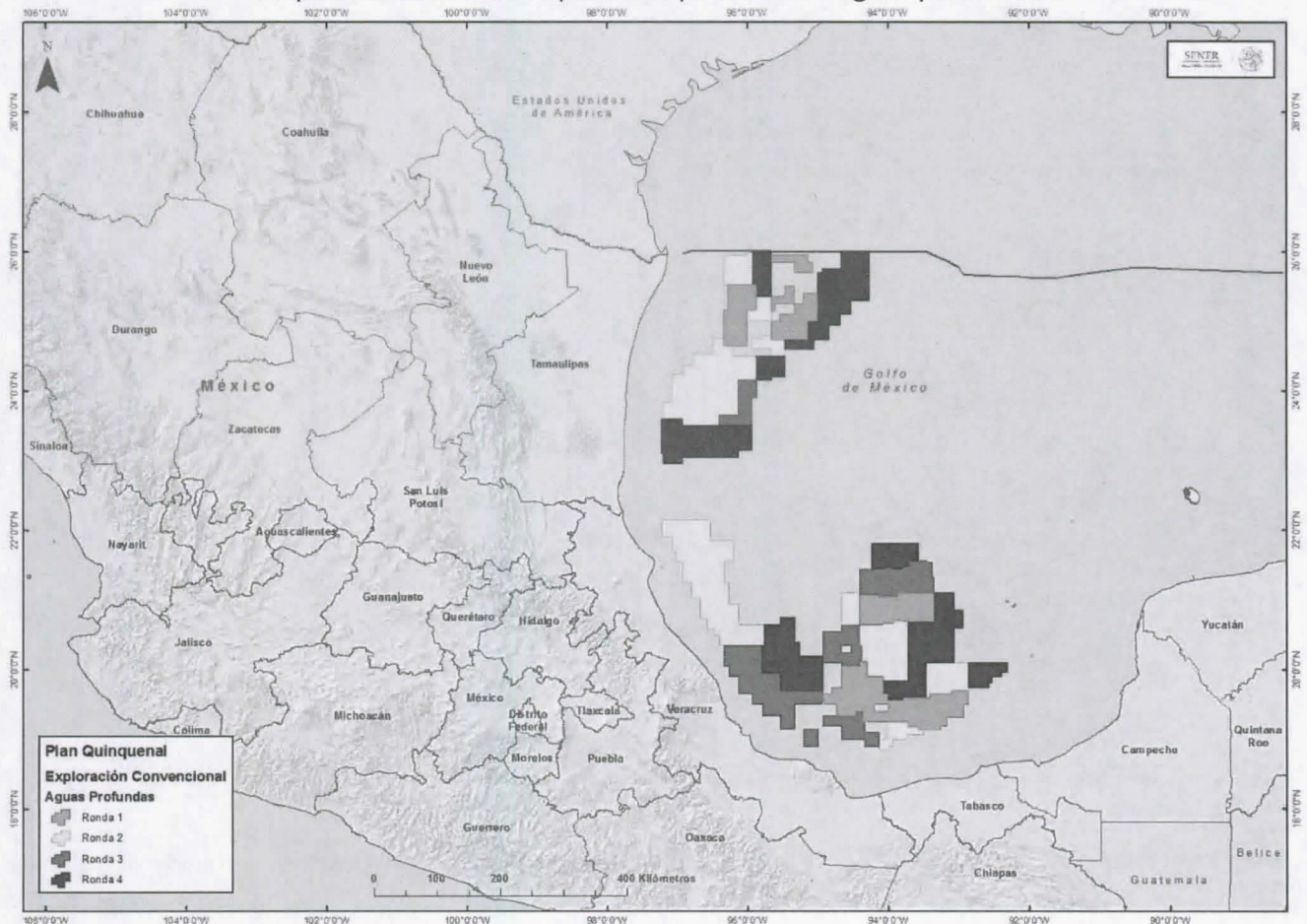
Las áreas para la exploración de recursos convencionales en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche [Tabla 19]. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,935.8 MMBpce y una superficie de 122,284.9 km². Las áreas a licitar 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 19. Áreas para la exploración en aguas profundas.

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total	29	8,935.8	122,284.9

Mapa 14. Áreas a licitar para la exploración en aguas profundas.



6.2.2. Aguas someras

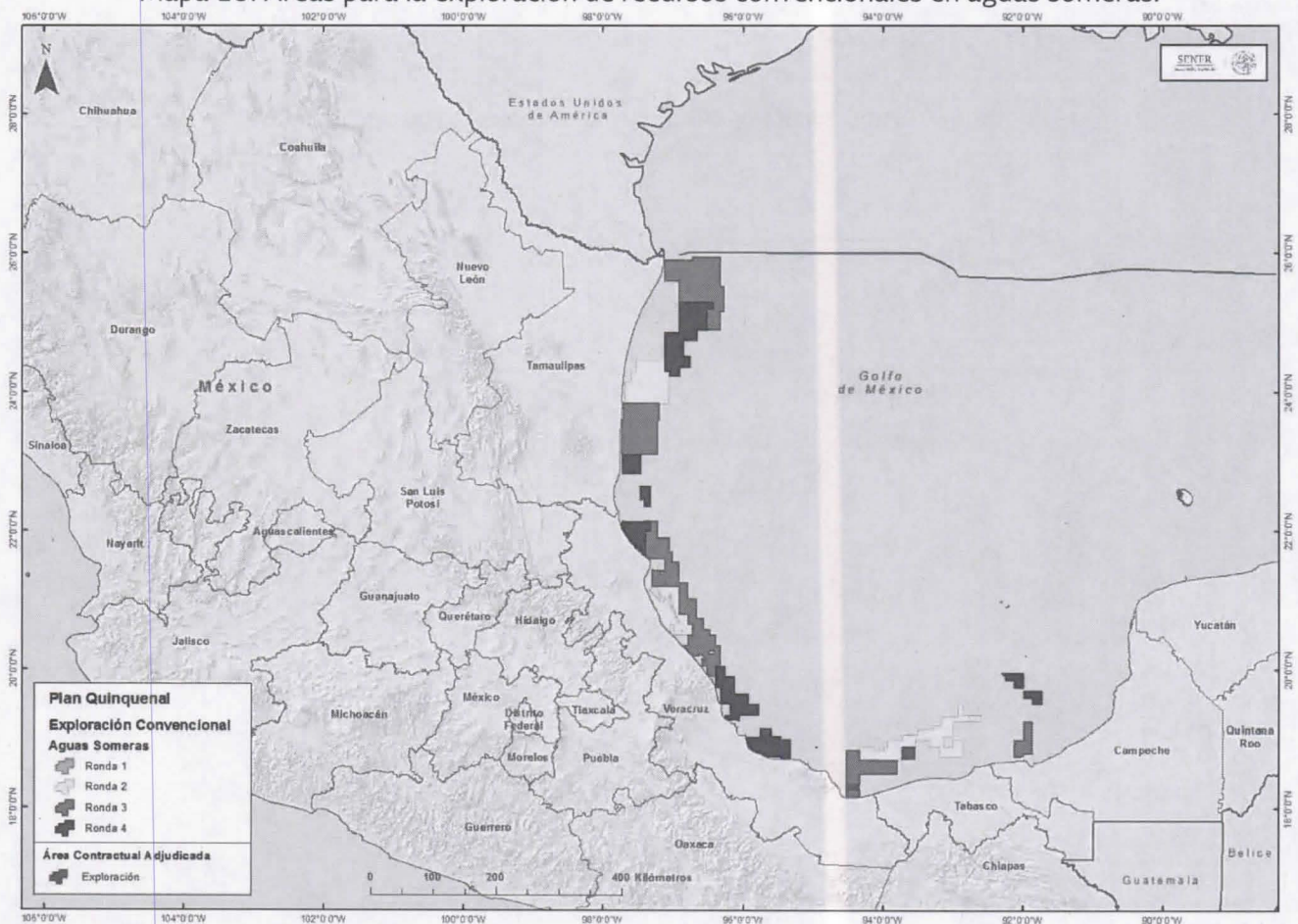
El Plan Quinquenal considera 17 grandes áreas para la exploración de recursos convencionales en aguas someras,²⁴ con un recurso prospectivo estimado de 3,671.1 MMbpce, en una superficie de 43,764.4 km².

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 20. Áreas para la exploración en aguas someras.

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total	17	3,671.1	43,764.4

Mapa 15. Áreas para la exploración de recursos convencionales en aguas someras.



²⁴ En la primera convocatoria de la Ronda Uno se adjudicaron dos contratos para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.

6.2.3. Áreas terrestres

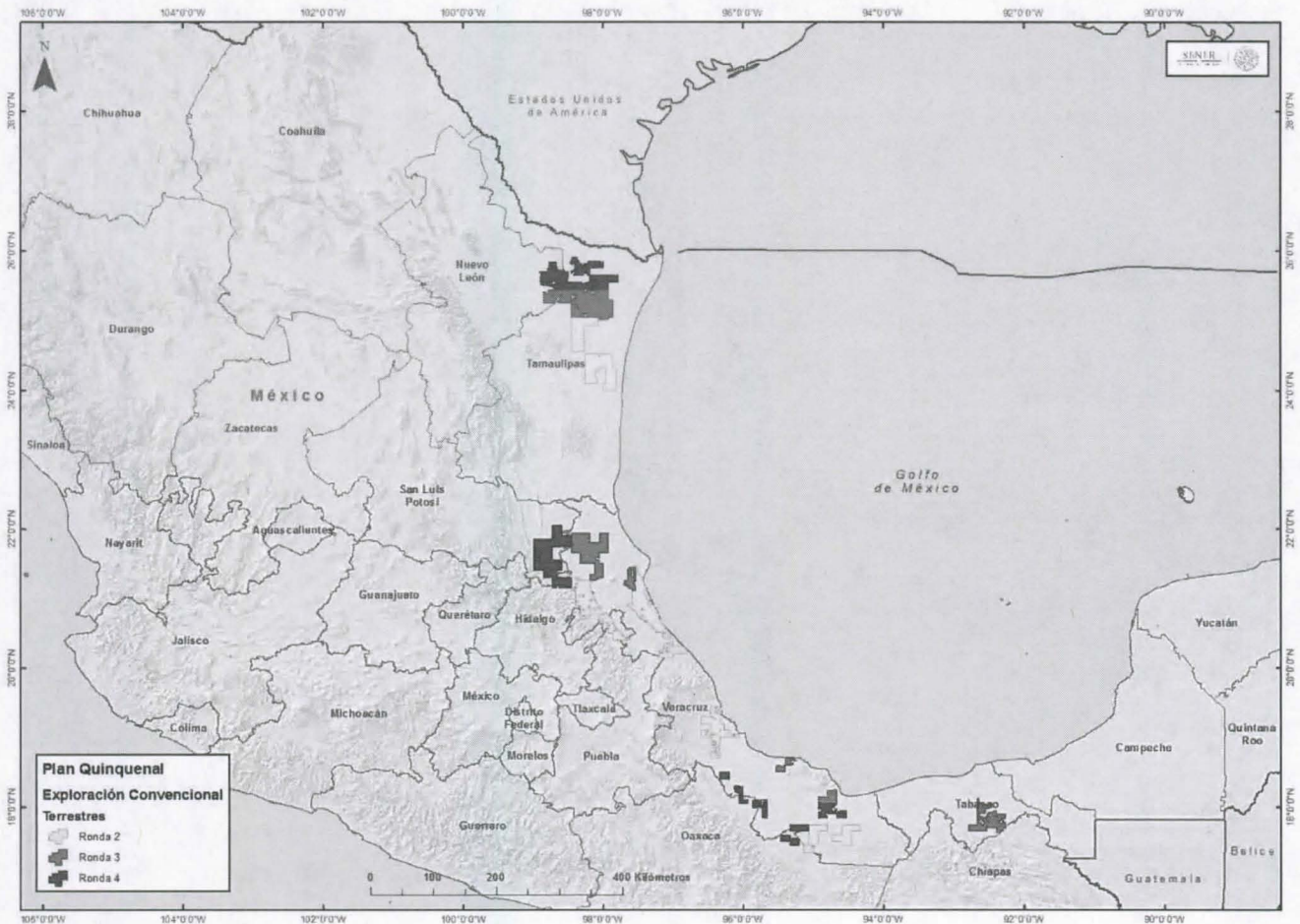
El nuevo Plan Quinquenal considera 26 grandes áreas de exploración de recursos convencionales terrestres, con un volumen prospectivo estimado de 961.1 MMbpce, y una superficie de 26,586.3 km², mismas que se licitarán en las tres rondas siguientes [Tabla 21].

Tabla 21. Áreas para la exploración convencional terrestre.

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

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.

Mapa 16. Áreas para la exploración de recursos convencionales terrestres.



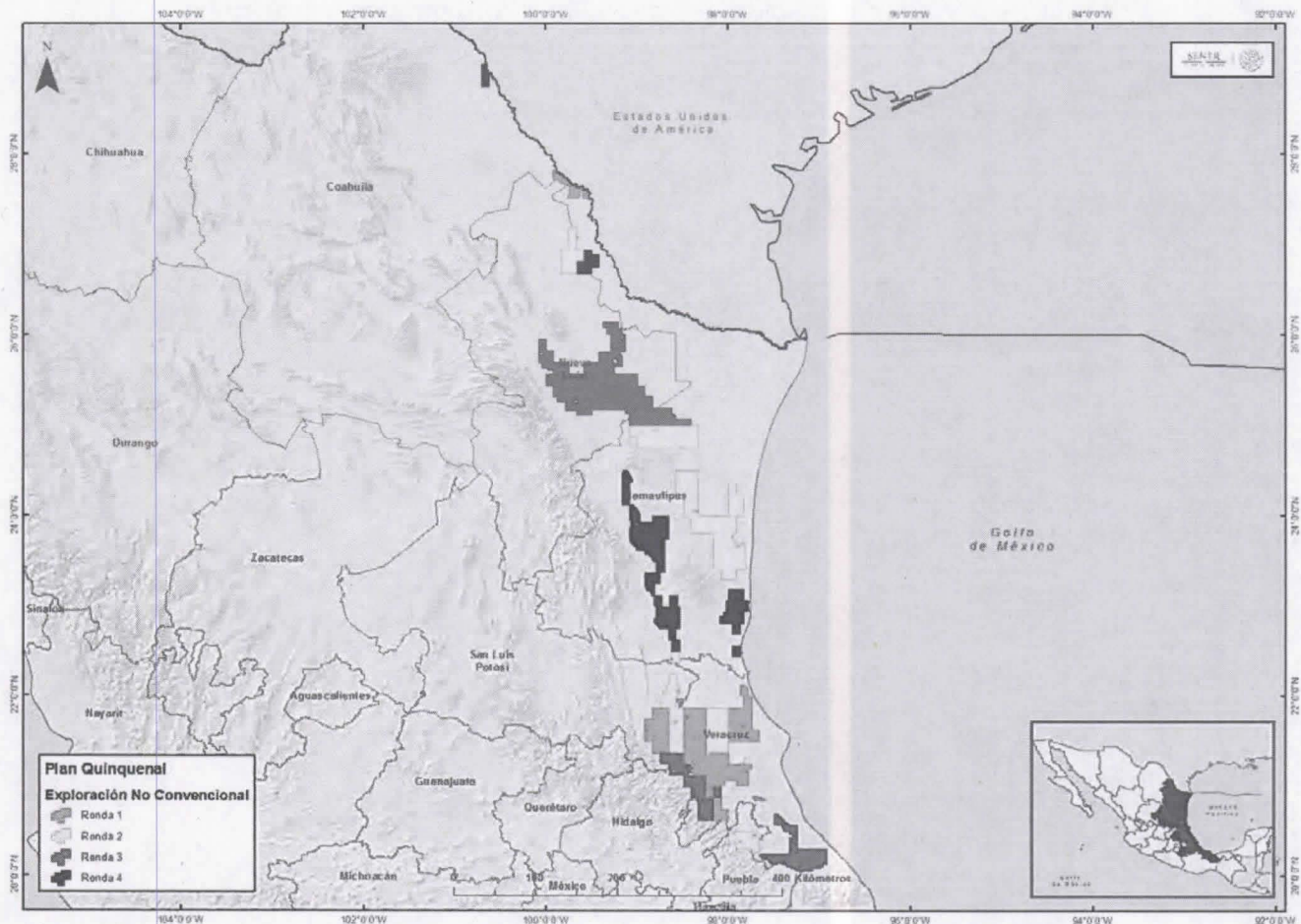
6.3. Exploración de recursos no convencionales

Para la exploración de recursos no convencionales, el Plan Quinquenal considera 24 grandes áreas que abarcan una superficie de aproximadamente 34,830 km², con recursos prospectivos estimados de 25,276 MMbpc. 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.

. Mapa 17. Áreas para la exploración de recursos no convencionales terrestres.



6.3.1. Plataforma Burro-Picachos

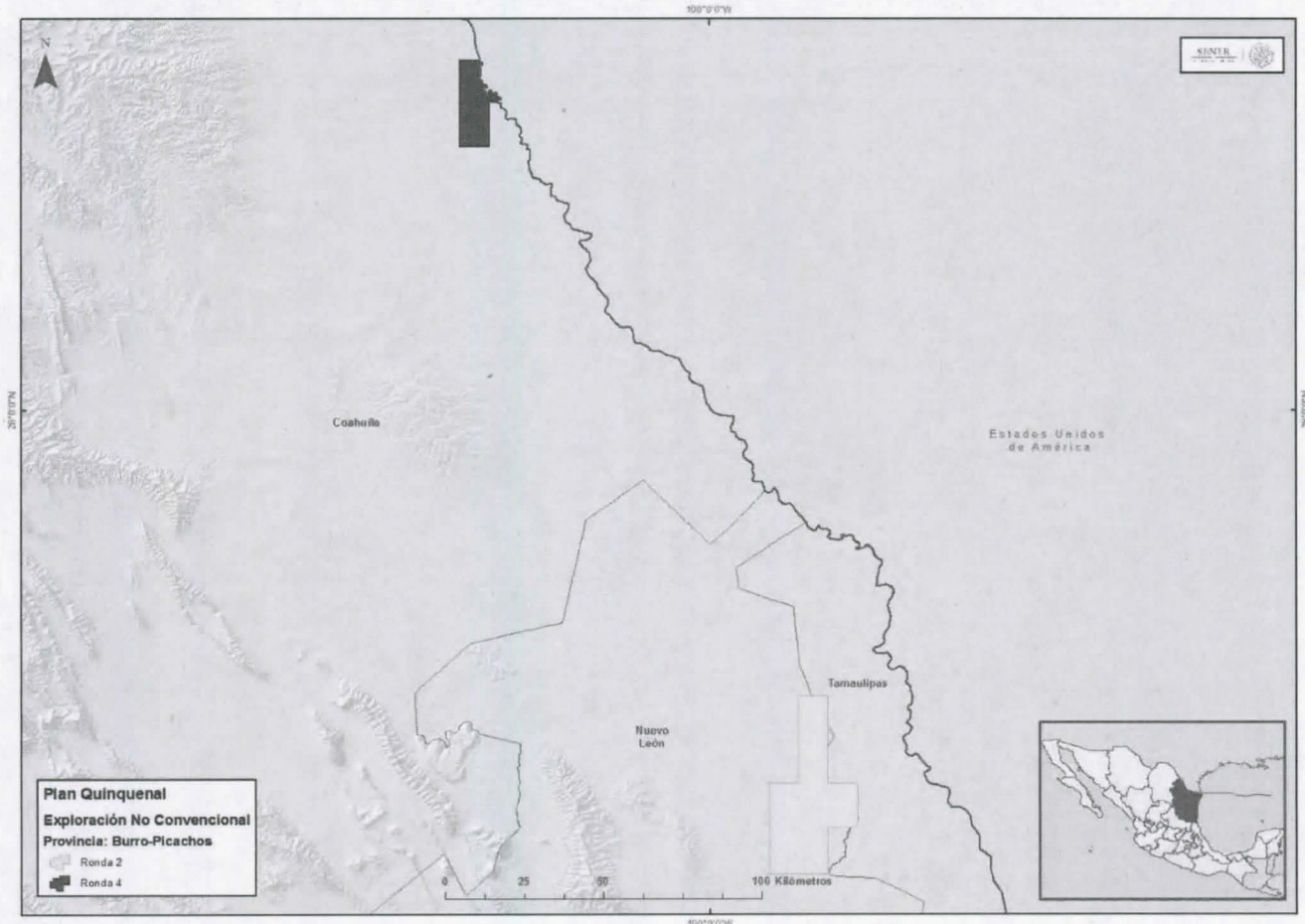
Son dos las áreas consideradas para la exploración de recursos no convencionales de hidrocarburos en la Plataforma Burro-Picachos, distribuidas en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. De acuerdo con las estimaciones, estas áreas tienen asociado un volumen de recurso prospectivo de aproximadamente 500.5 MMbpce en una superficie de 1,023.9 km² [Tabla 22].

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 22. Áreas para la exploración no convencional, Burro-Picachos.

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

Mapa 18. Áreas para la exploración de recursos no convencionales, Plataforma Burro-Picachos



6.3.2. Provincia de Burgos

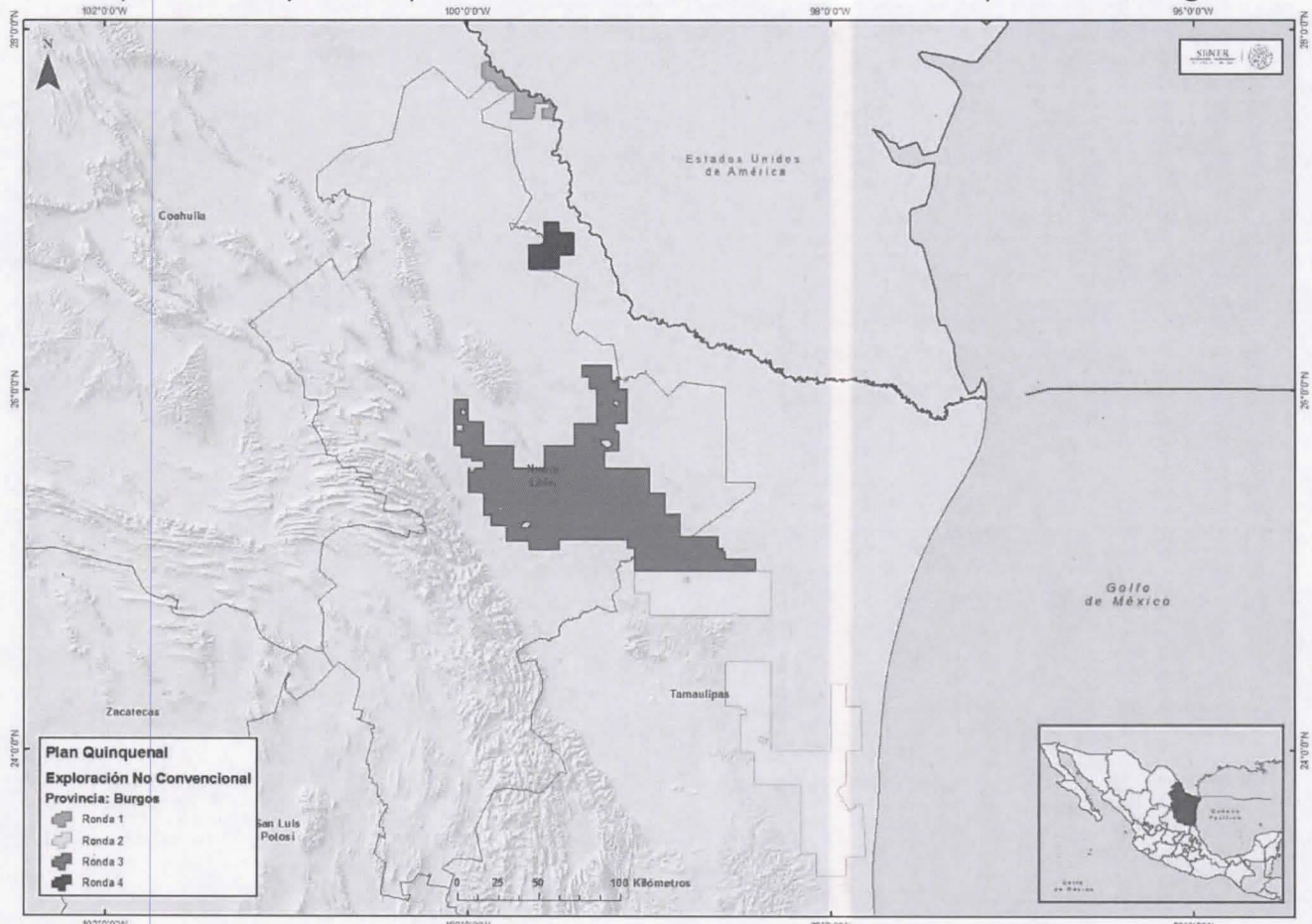
Las áreas consideradas en el Plan Quinquenal dentro de la provincia de Burgos se distribuyen en las entidades federativas de Nuevo León y Tamaulipas, y se estima que las cinco áreas cuentan con un volumen prospectivo estimado de 6,623.1 MMbpce en una superficie de 14,833.8 km².

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 23. Áreas para la exploración no convencional, Provincia de Burgos.

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total	5	6,623.1	14,833.8

Mapa 19. Áreas para la exploración de recursos no convencionales en la provincia de Burgos.



6.3.3. Provincia de Tampico-Misantla

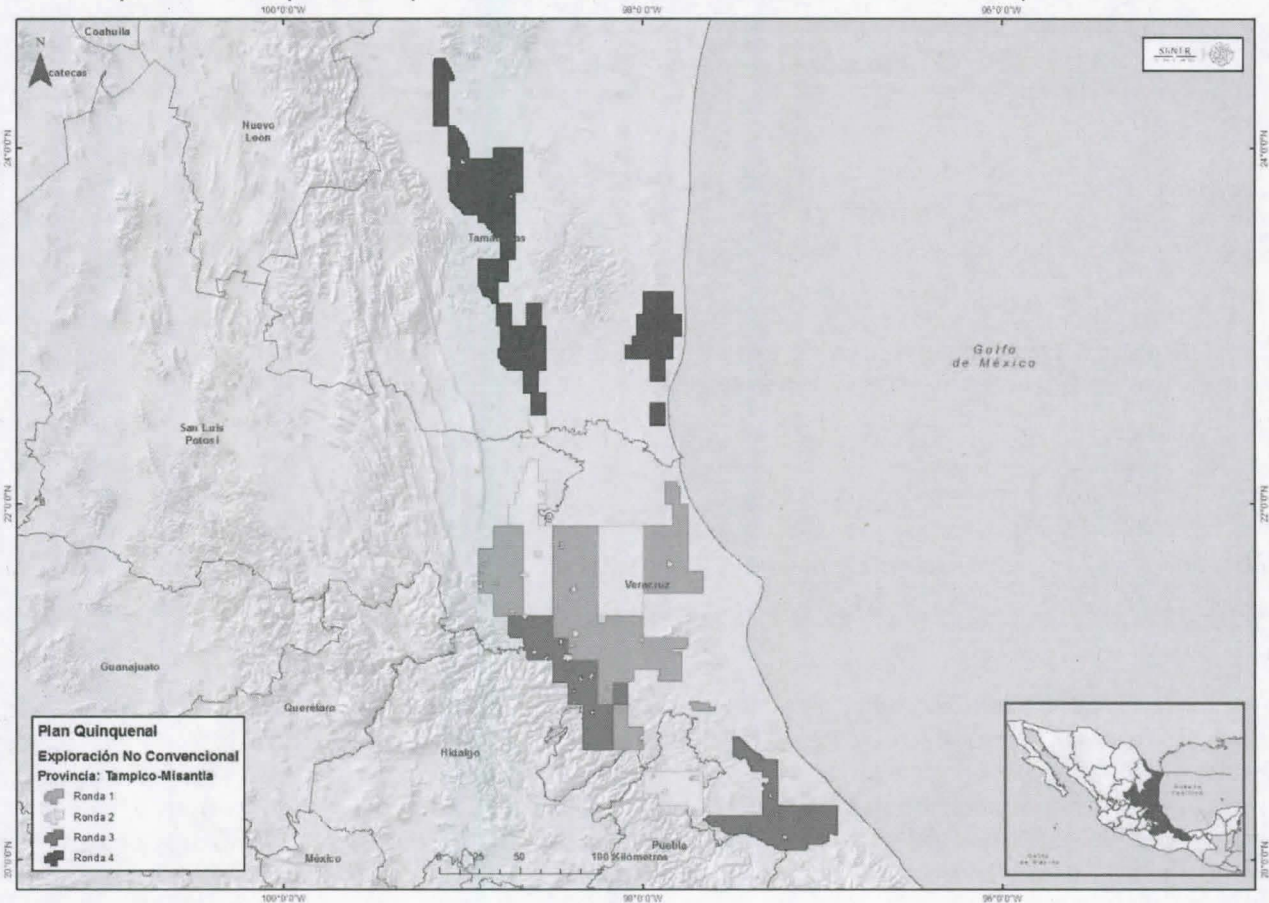
Las áreas para la exploración de recursos no convencionales de hidrocarburos en la provincia de Tampico-Misantla se ubican en Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Veracruz. Las 17 áreas consideradas poseen un recurso prospectivo estimado en 18,152.5 MMbpce, en una superficie de 18,972.5 km².

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 24. Áreas para la exploración no convencional, Provincia de Tampico-Misantla.

Ronda	Número de áreas	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total	17	18,152.5	18,972.5

Mapa 20. Áreas para la exploración de recursos no convencionales en Tampico-Misantla



6.4. 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 km², así como un área para exploración de recursos no convencionales con un potencial de 40.2 MMbpce, en una superficie de 212 km².

Tabla 25. Áreas en Coahuila.

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

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 km² para la extracción de hidrocarburos, 3,800.4 km² para la exploración de recursos convencionales y 11,365.1 km² para la exploración de recursos no convencionales.

Tabla 26. Áreas en Tamaulipas.

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total		77	6,863.5	16,556.9

En San Luis Potosí se localiza un área de exploración de recursos no convencionales de hidrocarburos con una superficie de 1,153.3 km² y recursos prospectivos de 1,390.1 MMbpce.

Tabla 27. Áreas en San Luis Potosí.

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

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 km² para extracción de hidrocarburos, 10,229.2 km² para la exploración de recursos convencionales y 4,821.1 km² para la exploración de recursos no convencionales.

Tabla 28. Áreas en Veracruz.

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total general		67	39,084.4	17,456.7

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 km² y 1,358.5 km² respectivamente.

Tabla 29. Áreas en Tabasco.

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

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 km².

Tabla 30. Áreas en Chiapas.

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

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 km².

Tabla 31. Áreas en Oaxaca.

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

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 km². Por su parte, para la exploración de recursos convencionales se consideran 12,606.9 MMbpce con una superficie asociada de 166,049.3 km².

Tabla 32. Áreas en aguas territoriales.

Actividad Petrolera	Clasificación	Áreas/Campos	Volumen recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total general		102	32,318.5	167,496.3

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 km².

Tabla 33. Campos compartidos entre dos entidades federativas.

Entidades federativas que comparten campos a licitar	Campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total general	11	9,353.7	809.5

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 km².

Tabla 34. Áreas para la exploración de recursos convencionales compartidas entre dos o más entidades federativas.

Entidades federativas que comparten áreas de exploración	Áreas	Recurso prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total general	8	342.3	10,884.9

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 km².

Tabla 35. Áreas para la exploración de recursos no convencionales compartidas entre dos o más estados.

Entidades federativas que comparten áreas a licitar	Áreas	Recurso prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
Total general	10	13,222.3	17,278.6

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

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
1	Abkatún	Aguas Territoriales	Marino	248.8	Aceite	28	54.3	102.9	211.4	3,561.90
2	Acachu	Tabasco	Terrestre	10.8	Gas	0	1.4	1.4	1.4	4.4
3	Acagual	Veracruz	Terrestre	0	Gas	0	0	0	0	0.4
4	Acahual	Tabasco	Terrestre	3.1	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.5
5	Acuatempa	Veracruz	Terrestre	6.6	Aceite y Gas	20	0.5	0.6	1.4	78.1
6	Acuyo	Chiapas	Terrestre	2.1	Aceite	35.6	0	0	0	10.4
7	Adolfo López Mateos	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	21	0	0	0	1.2
8	Agami	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0	0	0	0.2
9	Ágata	Veracruz	Terrestre	7.5	Aceite y Gas	35	0	0	0	22.4
10	Agave	Tabasco	Terrestre	179	Aceite	34.5	2.8	2.8	2.8	307.2
11	Agua Blanca	Tamaulipas	Terrestre	6.8	Gas	0	0	0	0	0
12	Agua Fría	Puebla - Veracruz	Terrestre	109.7	Aceite	24	40.9	143.4	160.5	1,615.00
13	Agua Nacida	Veracruz	Terrestre	70.8	Aceite	26	9.6	135.5	170.7	1,864.50
14	Aguacate	Veracruz	Terrestre	21.3	Aceite	15	0.5	0.7	0.7	27.3
15	Ahuatepec	Veracruz	Terrestre	75	Aceite	40	4.4	147.2	262	2,179.90
16	Akal	Aguas Territoriales	Marino	169.5	Aceite	18.7	1,564.90	2,593.80	4,026.40	19,195.10
17	Akpul	Aguas Territoriales	Marino	15.3	Gas	0	6.4	20.5	44.8	52.5
18	Alak	Aguas Territoriales	Marino	14.6	Aceite	14	0	42.4	51	276.3
19	Alambra	Nuevo León	Terrestre	10.7	Gas	0	0.2	0.2	0.2	1.7
20	Alameda	Tabasco	Terrestre	2.4	Aceite y Gas	10	0	0	4	25.7
21	Álamo San Isidro	Veracruz	Terrestre	7	Aceite	26.5	0.2	0.3	0.6	148.7
22	Alazán	Veracruz	Terrestre	15.7	Aceite	16	0.1	0.1	0.1	52.2
23	Alcaraván	Tamaulipas	Terrestre	1.1	Gas	0	0	0	0	0
24	Algodonero	Nuevo León	Terrestre	13.7	Gas	0	0	0	0.2	0.3
25	Aljibe	Tamaulipas	Terrestre	0.6	Gas	0	0	0	0	0.4
26	Almendo	Tabasco	Terrestre	2.6	Gas	0	0.6	1.4	1.4	3.6
27	Alondra	Nuevo León	Terrestre	68.7	Gas	0	2.1	2.1	2.9	18.5
28	Altamira	Tamaulipas	Terrestre	1,495.70	Aceite	12	3.5	5.1	12.7	221.9

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
29	Alux	Aguas Territoriales	Marino	8.8	Aceite	28	3.6	15.9	32.5	107.3
30	Amatista	Tamaulipas	Terrestre	5.5	Gas	0	0	0	0	0.1
31	Amatitlán	Veracruz	Terrestre	157	Aceite	43.8	6.6	264	550.1	5,409.50
32	Ambos	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.3	0.3	0.5	0.6
33	Amoca	Aguas Territoriales	Marino	9.5	Aceite	27	27.1	33.6	47.9	303.9
34	Anáhuac	Nuevo León	Terrestre	18.9	Gas	0	2.2	11.3	34.6	113.2
35	Angostura	Veracruz	Terrestre	12.2	Aceite	15	0.5	1	1	358.1
36	Anguilas	Veracruz	Terrestre	14.2	Gas	0	1	1	1	1.6
37	Anhérido	Tamaulipas	Terrestre	0	Aceite	37.8	0.4	3.7	11.9	206.1
38	Anona	Tamaulipas	Terrestre	15.6	Gas	0	0	0	0	0.7
39	Antiguo	Tamaulipas	Terrestre	9	Gas	0	0.2	0.3	0.3	0.9
40	Apertura	Veracruz	Terrestre	17.7	Gas	0	1.9	1.9	1.9	10.9
41	Aquiles	Tamaulipas	Terrestre	7.5	Gas	0	0	0	0.2	2.1
42	Árabe	Tamaulipas	Terrestre	3.6	Gas	0	0.3	0.4	0.6	2.6
43	Aragón	Veracruz	Terrestre	71.9	Aceite	37.5	13.3	182.1	233.5	1,865.80
44	Aral	Veracruz	Terrestre	2.9	Gas	0	0.6	0.6	0.6	2
45	Arcabuz	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	100.6	Gas	0	9.2	12.5	19.2	66.8
46	Arcos	Tamaulipas	Terrestre	31.5	Gas	0	5.2	12.2	13.9	56.3
47	Arenque	Aguas Territoriales	Marino	52.1	Aceite	28	63.3	71.3	71.3	1,336.70
48	Aris	Veracruz	Terrestre	3.2	Gas	0	0.9	1.5	1.5	2
49	Arquimia	Veracruz	Terrestre	10.5	Gas	0	0.6	0.6	0.6	23.2
50	Arrecife Medio	Aguas Territoriales	Marino	1.8	Aceite	20	0	0	0	2.7
51	Arroyo Blanco	Veracruz	Terrestre	5.9	Aceite	37	0	0	0	17.6
52	Arroyo Prieto	Tabasco	Terrestre	4.8	Aceite	31.6	2.3	3.4	9	33.2
53	Arroyo Viejo	Veracruz	Terrestre	0.1	Aceite	25	0	0	0	1.7
54	Arroyo Zanapa	Chiapas - Tabasco	Terrestre	50.4	Aceite	41.6	0.4	0.4	0.4	76.9
55	Artesa	Chiapas	Terrestre	35.6	Aceite	27.9	12.8	16.3	17.3	205.4
56	Artimón	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0.7	1.8	2.9	4.4
57	Atajo	Nuevo León	Terrestre	0.2	Gas	0	0	0	0.5	0.5
58	Atlapexco	Hidalgo	Terrestre	0	Aceite	32	0	0	0	0.2
59	Atún	Aguas Territoriales	Marino	18.3	Aceite	40	2.3	4	5.9	368.4
60	Aventurero	Tamaulipas	Terrestre	8	Gas	0	0	0	0	0
61	Axón	Tamaulipas	Terrestre	1.8	Gas	0	0.5	0.9	1.1	1.6

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
62	Ayapa	Tabasco	Terrestre	4.2	Aceite	30.4	0.8	0.8	0.8	22.5
63	Ayatsil	Aguas Territoriales	Marino	59.5	Aceite	10.5	316.2	567.7	592.8	3,685.60
64	Ayín	Aguas Territoriales	Marino	14.9	Aceite	23.5	41.1	110.8	190.9	672.5
65	Ayocote	Tabasco	Terrestre	57.7	Aceite y Gas	34.8	13.3	36.2	57	153.7
66	Azabache	Tamaulipas	Terrestre	0	Gas	0	0	0	0	0
67	Azor	Tamaulipas	Terrestre	7.8	Gas	0	0.6	0.9	1.6	3.2
68	Azúcar	Tamaulipas	Terrestre	5.6	Gas	0	0	0.3	0.6	0.5
69	Bacab	Aguas Territoriales	Marino	77	Aceite	16	19.8	69.1	85.7	745.3
70	Bacal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	16.1	Aceite y Gas	34	3.2	3.3	3.3	146.5
71	Bagre	Aguas Territoriales	Marino	34.5	Aceite	36	3.9	7.6	7.6	181.9
72	Baksha	Aguas Territoriales	Marino	10.6	Aceite	9.6	0	43.1	43.1	460.5
73	Balam	Aguas Territoriales	Marino	28.3	Aceite	19.4	102.5	350.4	350.4	1,050.00
74	Barajas	Veracruz	Terrestre	1.7	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.2
75	Barcodón	Tamaulipas	Terrestre	7.8	Aceite	18	0.5	0.6	0.8	158.3
76	Barrilete	Nuevo León	Terrestre	8.1	Gas	0	0	0.8	1.1	2.6
77	Barunda	Nuevo León	Terrestre	0.9	Gas	0	0.4	0.5	0.6	0.9
78	Batab	Aguas Territoriales	Marino	41.8	Aceite	33	8.8	8.8	8.8	255.2
79	Bato	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.5	0.5	0.5	1.5
80	Bayo	Nuevo León	Terrestre	2.3	Gas	0	0.8	1.2	1.7	4.4
81	Bedel	Veracruz	Terrestre	13.4	Aceite y Gas	27.5	13.1	25.8	38.5	235.4
82	Bejuco	Veracruz	Terrestre	9.5	Aceite y Gas	24	0	0	0	1.2
83	Bellota	Tabasco	Terrestre	65.3	Aceite	40	49.2	49.2	49.2	534
84	Benavides	Nuevo León	Terrestre	115.2	Gas	0	3.3	4.1	4.8	13.9
85	Bitzal	Tabasco	Terrestre	18.1	Gas	0	0.5	1.3	1.3	2.7
86	Blanquita	Tamaulipas	Terrestre	6.1	Gas	0	0	0	0	0.1
87	Blasillo	Tabasco - Veracruz	Terrestre	27.5	Aceite y Gas	35	18.4	21.7	21.7	253.7
88	Boca de Lima	Veracruz	Terrestre	0.2	Aceite	14	0	0	0	2
89	Boca del Toro	Tabasco	Terrestre	5.9	Gas	0	0.4	0.4	0.4	0.5
90	Bocaxa	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	1.2	1.9	1.9	3.8

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
91	Bolontikú	Aguas Territoriales	Marino	34.7	Aceite	35	49.1	78	94.6	698.2
92	Bonanza	Tamaulipas	Terrestre	3.6	Gas	0	0.4	1.2	1.4	3.5
93	Bragado	Nuevo León	Terrestre	0.2	Gas	0	0.3	0.3	0.4	2
94	Brasil	Tamaulipas	Terrestre	39.3	Gas	0	0	0	0	21.9
95	Bricol	Tabasco	Terrestre	66.4	Aceite	37.5	21.4	103.1	168.1	512.8
96	Brillante	Veracruz	Transicional	12.6	Aceite	36	2.4	2.4	6.3	35.5
97	Buena Suerte	Coahuila	Terrestre	47.6	Gas	0	0.5	0.5	0.5	12.5
98	Bugambilia	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	42	0	0	0	0.6
99	Caan	Aguas Territoriales	Marino	71	Aceite	37	20.6	20.6	20.6	784.8
100	Caballero	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0	0	0	0.2
101	Cabellal	Veracruz	Terrestre	0.6	Aceite	18	0	0	0	0.3
102	Cabeza	Nuevo León	Terrestre	48.8	Gas	0	2.3	3.3	7.6	11.1
103	Cabo Nuevo	Tamaulipas	Terrestre	0	Aceite	15	0	0	0	14.6
104	Cabo Rojo	Veracruz	Terrestre	4.5	Aceite	18	0	0	0	0.2
105	Cacahuatengo	Puebla - Veracruz	Terrestre	58.8	Aceite	42.5	3.9	97.7	201.1	2,231.70
106	Cacahuatengo PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	0	Aceite	23	0	0	0	2.1
107	Cacalilao	Veracruz	Terrestre	236.9	Aceite	12	10.1	13.2	15.6	5,217.70
108	Cachas	Tamaulipas	Terrestre	1.4	Gas	0	0	0	0	0.1
109	Cacho López	Chiapas	Terrestre	6.1	Aceite	37.2	0	0	0	13.5
110	Cactus	Chiapas - Tabasco	Terrestre	102.8	Aceite	35.4	24.3	25.6	68.1	984.7
111	Cadena	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	14.5	Gas	0	0	0	0	0.2
112	Cafeto	Tabasco	Terrestre	10	Aceite	53.4	0.3	0.3	0.3	29.5
113	Calabaza	Nuevo León	Terrestre	42.1	Gas	0	2.5	2.8	2.9	8.8
114	Cali	Tamaulipas	Terrestre	6.3	Gas	0	5.6	6.3	6.5	8.3
115	Calibrador	Nuevo León	Terrestre	6.6	Gas	0	1	1.8	2.5	4.5
116	Calicanto	Tabasco	Terrestre	6.9	Aceite	39	0.1	0.1	0.1	0.9
117	Camaitlán	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	32	0	0	0	0.3
118	Camargo	Tamaulipas	Terrestre	5.6	Gas	0	0.2	0.2	0.2	0.4
119	Candelaria	Hidalgo	Terrestre	2	Aceite	32	0	0	0	0.4
120	Candelilla Noralta	Coahuila	Terrestre	5.8	Gas	0	0	0	0	3.4
121	Cangrejo	Aguas Territoriales	Marino	0.7	Aceite	22	0	0	0	0.3
122	Cantemoc	Tabasco	Terrestre	18.1	Gas	0	0	1.7	1.7	7.4
123	Cañón	Tamaulipas	Terrestre	20.8	Aceite y	34	2.7	3.1	5.6	20.3

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
					Gas					
124	Cañón Oriental	Tamaulipas	Terrestre	3.4	Gas	0	0	0	0	0.1
125	Caparroso-Pijije-Escuintle	Tabasco	Terrestre	43.9	Aceite	42.2	25.4	31.4	40.8	1,004.60
126	Capitán	Nuevo León	Terrestre	1.4	Gas	0	0	0	0	0.1
127	Caracolillo	Tabasco	Terrestre	23.3	Aceite	29	0	0	0	32.4
128	Caravana	Tamaulipas	Terrestre	7.9	Gas	0	0.1	0.1	0.2	0.8
129	Cárdenas	Tabasco	Terrestre	82.7	Aceite	40.5	64.8	80.6	96.5	1,139.30
130	Cardo	Tabasco	Terrestre	1.1	Aceite	40	0	0	0	23.2
131	Cardona	Hidalgo	Terrestre	0	Aceite	32	0	0	0	0
132	Caristay	Veracruz	Terrestre	2.1	Aceite y Gas	17	0	0	0	0.3
133	Carlos	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	16	Gas	0	1.3	2.3	4.3	6.6
134	Carlota	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	6	Gas	0	0	0	0	0.3
135	Carmito	Chiapas	Terrestre	12.9	Aceite	39	0.6	0.6	0.6	78.9
136	Caronte	Nuevo León	Terrestre	5.2	Gas	0	0	0	0	0
137	Carpa	Aguas Territoriales	Marino	5	Aceite	32.8	0.9	0.9	0.9	73.8
138	Carretas	Nuevo León	Terrestre	81.3	Gas	0	1.5	3	4.7	6.1
139	Carretón	Tamaulipas	Terrestre	2.3	Gas	0	0.3	0.8	0.8	1.3
140	Carrizo	Tabasco	Terrestre	13	Aceite	15.8	0	5.2	52.3	303.3
141	Casa Roja	Coahuila	Terrestre	26.3	Gas	0	0.7	1.4	1.4	3.7
142	Casta	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0	0.3	0.4	0.6
143	Castarrical	Tabasco	Terrestre	27.9	Aceite	34	5.3	5.3	5.3	172
144	Castell	Veracruz	Terrestre	1.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2.1
145	Castillo de Teayo	Veracruz	Terrestre	2.6	Aceite	35	0.1	0.1	0.3	15.4
146	Catarrín	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0	0	0	0.7
147	Catedral	Chiapas	Terrestre	39.4	Aceite	57	0.9	0.9	0.9	55.8
148	Cauchy	Veracruz	Terrestre	59.2	Gas	0	23.7	29.1	36.7	47.1
149	Caudaloso	Tamaulipas	Terrestre	5.3	Gas	0	1.3	1.7	3	5.8
150	Céfiro	Tamaulipas	Terrestre	15.1	Gas	0	4.7	23.9	71.7	130.6
151	Cehualaca	Veracruz	Terrestre	2.4	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.2
152	Centurión	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	30	0	0	0	0.8

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
153	Cerro del Carbón	Veracruz	Terrestre	13.9	Aceite	28	0.3	0.9	1.3	44.4
154	Cerro Nanchital	Veracruz	Terrestre	58.4	Aceite	35	1.4	1.9	1.9	48.6
155	Cerro Viejo	Veracruz	Terrestre	12.9	Aceite	22	0.4	0.5	0.5	69.3
156	Cervelo	Veracruz	Terrestre	0.7	Gas	0	0.2	0.2	0.2	1.6
157	Chac	Aguas Territoriales	Marino	16.2	Aceite	19.5	17.2	17.2	23.2	407.4
158	Chalupa	Tamaulipas	Terrestre	3.3	Gas	0	0.5	0.6	1.5	1.6
159	Chancarro	Veracruz	Terrestre	2.9	Gas	0	3.3	3.3	3.3	5.6
160	Chapabil	Aguas Territoriales	Marino	43.8	Aceite	10	0	15.9	153.2	1,063.40
161	Chapul	Tamaulipas	Terrestre	23.4	Gas	0	5.4	6.8	12.4	11
162	Ché	Aguas Territoriales	Marino	6.9	Aceite	57.1	4	4	4	46.5
163	Chiapas-Copanó	Chiapas - Tabasco	Terrestre	86.2	Aceite	44	21.4	21.4	21.4	329.4
164	Chichimantla	Veracruz	Terrestre	5.7	Aceite	20	0.1	0.1	0.2	11
165	Chiconcoa	Veracruz	Terrestre	1.5	Aceite	17	0	0	0	0.6
166	Chicontepepec	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	37	0	0	0	0.3
167	Chilapilla	Tabasco	Terrestre	31.6	Gas	0	1.6	2.5	2.5	16
168	Chimolar	Veracruz	Terrestre	0.2	Aceite	32	0	0	0	0.2
169	China	Nuevo León	Terrestre	16.2	Gas	0	1.3	1.8	2.4	2.6
170	Chinchorro	Tabasco	Terrestre	13.5	Aceite	32.3	25.8	42.5	42.5	276.8
171	Chintul	Chiapas	Terrestre	3.7	Aceite	37.9	0	5.9	13.7	23.8
172	Chipilín	Tabasco	Terrestre	36.1	Aceite	41	0.7	0.7	0.7	71.7
173	Chirimoyo	Chiapas	Terrestre	13.7	Aceite	52	0	0	0	42.5
174	Chuc	Aguas Territoriales	Marino	45.9	Aceite	30.7	47.9	71.9	81.4	1,364.50
175	Chucla	Coahuila	Terrestre	0	Gas	0	1	5.1	7.9	73.2
176	Chuhuk	Aguas Territoriales	Marino	9.8	Aceite	39	24.2	48.8	48.8	97.1
177	Chukua	Aguas Territoriales	Marino	44.8	Gas	0	8.3	27.4	27.4	34.3
178	Cinco Presidentes	Tabasco	Terrestre	121.7	Aceite y Gas	30.3	17.4	23.9	25.8	819.3
179	Citam	Aguas Territoriales	Marino	3	Aceite	30	2.3	2.3	32.8	96.5
180	Clavel	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	5	Gas	0	0	0	0	0
181	Coapa	Veracruz	Terrestre	0.2	Gas	0	0	0	0	0.6
182	Coapechaca	Puebla - Veracruz	Terrestre	112.6	Aceite	26	59.6	155.1	176.7	1,071.50
183	Coapechaca PR	Veracruz	Terrestre	1.4	Aceite	32	0	0	0	0.2
184	Cobo	Tabasco	Terrestre	46.8	Gas	0	2.7	5	5	18

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
185	Cobra	Tabasco	Terrestre	24.2	Aceite	42	5.8	9.2	9.2	56.5
186	Cocuite	Veracruz	Terrestre	29.1	Gas	0	0.6	0.6	0.6	26.4
187	Comitas	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	38.5	Gas	0	11.2	18.8	25.6	27.4
188	Comoapa	Chiapas	Terrestre	61.2	Aceite	34	4	4	4	149.9
189	Concepción	Veracruz	Terrestre	29.3	Aceite y Gas	32	0	0	0	45.3
190	Conquistador	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	35.1	Gas	0	0	0	0	3.4
191	Copal	Veracruz	Terrestre	4.1	Aceite y Gas	22	0.1	0.2	0.7	7.4
192	Cópite	Veracruz	Terrestre	10.5	Aceite y Gas	36.9	1.1	1.1	1.1	27.5
193	Corcovado	Veracruz	Terrestre	83.9	Aceite	12	3.3	3.9	4.5	128.4
194	Corindón	Tamaulipas	Terrestre	83.8	Gas	0	3.3	6.7	9.9	19.2
195	Corralillo	Puebla - Veracruz	Terrestre	162.6	Aceite	26	55.8	271	431.2	2,019.20
196	Corzos	Tamaulipas	Terrestre	5	Gas	0	0	0	0	0.1
197	Costero	Tabasco	Transicional	49.9	Aceite	44.3	71.4	75	75	163.2
198	Cougar	Coahuila	Terrestre	1.2	Gas	0	0.7	0.7	0.7	2.9
199	Coyol	Puebla - Veracruz	Terrestre	220.1	Aceite	33.9	30.8	449.7	722.7	4,375.80
200	Coyotes	Veracruz	Terrestre	88.4	Aceite	31.8	42.8	162	202.7	1,709.40
201	Coyula	Puebla	Terrestre	80.3	Aceite	26.9	43.2	155.1	187.6	936.3
202	Coyula PR	Puebla	Terrestre	0	Aceite	42	0	0	0	0.3
203	Cráter	Tabasco	Transicional	12.1	Aceite	43.8	3	3	3	38.2
204	Crisol	Tabasco	Terrestre	2	Aceite	15.9	0	0	0	0
205	Cruz	Tamaulipas	Terrestre	17.2	Gas	0	0	0	0	0
206	Cuatajapa	Tabasco	Terrestre	7.7	Aceite	41	0	0	0	1.1
207	Cuatro Milpas	Nuevo León	Terrestre	78.8	Gas	0	3.4	4.7	5.1	12.6
208	Cucaña	Nuevo León	Terrestre	2.6	Gas	0	1	1.8	2.6	4.2
209	Cuervito	Nuevo León	Terrestre	56.7	Gas	0	38.4	47.9	55.8	66.3
210	Cuichapa-Poniente	Veracruz	Terrestre	26.6	Aceite y Gas	32	0.7	1.4	1.4	321
211	Cuitláhuac	Tamaulipas	Terrestre	152.3	Aceite y Gas	50	28.7	42.2	53	76.5

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
212	Culebra	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	214	Gas	0	9.6	11	14.2	86.4
213	Cunduacán	Tabasco	Terrestre	52.3	Aceite	38.4	204	273.8	273.8	1,469.40
214	Cuneta	Nuevo León	Terrestre	0.6	Gas	0	0	0	0	0.2
215	Cupache	Tabasco	Terrestre	13	Aceite	36	2.1	2.1	2.1	6.5
216	Cúpula	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	4.6	Gas	0	0.9	1.1	1.1	1.5
217	Dandi	Tamaulipas	Terrestre	0.5	Gas	0	0	0	0	0.3
218	Dieciocho de Marzo	Tamaulipas	Terrestre	79.8	Gas	0	0	2.6	2.6	11.1
219	Divisadero	Nuevo León	Terrestre	6.1	Gas	0	0	0	0	0
220	Doctor	Tamaulipas	Terrestre	2.6	Gas	0	0	0	0	0
221	Doctor Coss	Nuevo León	Terrestre	2.3	Gas	0	0	0	0	0.3
222	Dragón	Tamaulipas	Terrestre	3.8	Gas	0	0.4	2.4	4	5.8
223	Dulce	Nuevo León	Terrestre	5.5	Gas	0	0.1	1.1	2.2	2
224	Duna	Nuevo León	Terrestre	22.5	Gas	0	2.4	3	3.3	6.1
225	Ébano Chapacao	San Luis Potosí- Tamaulipas- Veracruz	Terrestre	906.6	Aceite	12	27.3	32.8	42.4	2,578.20
226	Ecatl	Tamaulipas	Terrestre	6.1	Gas	0	0.2	0.2	0.4	3.2
227	Eclipse	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.3	0.5	0.6	1.1
228	Edén-Jolote	Chiapas - Tabasco	Terrestre	60.7	Aceite	42.1	44.2	61.1	71.2	580.3
229	Ek	Aguas Territoriales	Marino	16.6	Aceite	19.5	113	203.2	203.2	898.2
230	El Burro	Veracruz	Terrestre	6.9	Aceite	27	0	0	0	75.4
231	El Golpe	Tabasco	Terrestre	42.6	Aceite	35.5	5.9	5.9	5.9	236.6
232	El Plan	Tabasco - Veracruz	Terrestre	66.7	Aceite	36	0	0	0.1	236.7
233	El Tigre	Veracruz	Terrestre	4.7	Aceite	27	0	0	0	0.3
234	Eltreinta	Veracruz	Terrestre	11.2	Aceite y Gas	28	46.6	53	57.2	200.6
235	Emergente	Coahuila	Terrestre	11.3	Gas	0	0.8	5.7	21.2	74
236	Emú	Tamaulipas	Terrestre	14.9	Gas	0	0.3	0.5	1.2	4.6
237	Enispe	Veracruz	Terrestre	1.6	Gas	0	0	0	0	0.3
238	Enlace	Tamaulipas	Terrestre	9.8	Gas	0	0.3	0.3	0.3	19.7
239	Escarbado	Tabasco	Terrestre	33.9	Aceite	44	0	0	0	64.9
240	Escobal	Puebla - Veracruz	Terrestre	50.4	Aceite	24	25.7	96.1	113.6	1,408.20

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente	Reserva Remanente	Reserva Remanente	Volumen Original Remanente (MMbpce)
							1P (MMbpce)	2P (MMbpce)	3P (MMbpce)	
241	Escobedo	Tamaulipas	Terrestre	15.2	Gas	0	0.8	0.8	1	1.4
242	Escorpión	Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0	0	0	0
243	Escualo	Aguas Territoriales	Marino	2	Aceite	36	0	0	0	3.6
244	Espejo	Veracruz	Terrestre	3.1	Gas	0	0.2	0.2	0.2	1.4
245	Estanzuela	Veracruz	Terrestre	6.6	Aceite	21	0	0	0	0
246	Etkal	Aguas Territoriales	Marino	14.7	Aceite	53	20	20	20	46.3
247	Explorador	Tamaulipas	Terrestre	11.2	Gas	0	0	0.2	0.2	0.4
248	Exploratus	Aguas Territoriales	Marino	12.7	Aceite y Gas	31	0	0	513.8	1,206.50
249	Ezequiel Ordóñez	Veracruz	Terrestre	5.2	Aceite y Gas	21	0.5	0.5	0.6	119.3
250	Faraón	Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0	0	0	0
251	Fénix	Tabasco	Terrestre	22.6	Aceite	44	2.1	2.1	2.1	63.3
252	Ferreiro	Tamaulipas	Terrestre	8.5	Gas	0	0	0	0	0
253	Filadelfia	Tamaulipas	Terrestre	2.9	Gas	0	0.3	0.5	1.5	2.3
254	Filisola	Veracruz	Terrestre	10.7	Aceite	23	0	0	0	35.6
255	Fitón	Tamaulipas	Terrestre	2.6	Gas	0	0.7	0.7	0.7	1.3
256	Florida	Coahuila	Terrestre	56.7	Gas	0	0	0	0	0.6
257	Fogonero	Tamaulipas	Terrestre	2.6	Gas	0	0.7	3.2	6.2	13.7
258	Forastero	Coahuila	Terrestre	4.1	Gas	0	1.2	1.2	1.2	13.1
259	Forcado	Tamaulipas	Terrestre	0.8	Gas	0	0.9	2.1	3.3	3.6
260	Fortuna Nacional	Tabasco	Terrestre	14.8	Aceite y Gas	53	0	0.1	0.1	13.6
261	Fósil	Tamaulipas	Terrestre	6.3	Gas	0	0	0	0	0.1
262	Fotón	Veracruz	Terrestre	3.1	Gas	0	0	0	0	0.4
263	Francisco Cano	Tamaulipas	Terrestre	74.2	Aceite y Gas	56	0	0	0	23.1
264	Frijolillo	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	25.5	0.1	0.1	0.1	0.4
265	Fronterizo	Nuevo León	Terrestre	14.4	Gas	0	2.6	4.2	4.7	4.2
266	Fundador	Tamaulipas	Terrestre	5.4	Gas	0	5.4	7.3	7.9	54.9
267	Furbero	Veracruz	Terrestre	211.6	Aceite	22	109.3	373.1	433.4	5,643.00
268	Furbero PR	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	37	0	0	0	0.2
269	Galaneño	Tamaulipas	Terrestre	2.2	Gas	0	0	0	0.5	1.1
270	Galia	Tamaulipas	Terrestre	5.4	Gas	0	0.1	0.2	1.2	1.7

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
271	Gallo	Veracruz	Terrestre	47.2	Aceite	31.4	7.6	136.6	153.1	806.1
272	Gallo PR	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	19	0	0	0	0.1
273	Garufa	Tamaulipas	Terrestre	0.6	Gas	0	0.5	2	2.7	2.7
274	Gasífero	Veracruz	Terrestre	24.9	Aceite y Gas	29	38.6	49.8	61.1	184.7
275	Gato	Coahuila	Terrestre	4.8	Gas	0	0.2	0.2	0.2	0.3
276	Gaucha	Chiapas	Terrestre	47.8	Aceite	29.3	1.8	4.6	7.4	53.9
277	Géminis	Tamaulipas	Terrestre	28.3	Gas	0	5.2	7.9	8.7	14.1
278	General	Tamaulipas	Terrestre	10.7	Gas	0	0.2	0.8	1	4.6
279	Gigante	Tamaulipas	Terrestre	59	Gas	0	0	0	0.1	1.8
280	Giraldas	Chiapas - Tabasco	Terrestre	102.3	Aceite y Gas	44	47.9	47.9	52	447.8
281	Gomeño	Tamaulipas	Terrestre	0.8	Gas	0	0	0	0	0
282	Gran Morelos	Veracruz	Terrestre	5.5	Aceite	28	0	0	0.3	37.5
283	Granaditas	Tamaulipas	Terrestre	3.6	Gas	0	0.6	1.2	1.8	2.4
284	Grande	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	0.4	0.5	0.8	4.9
285	Guadalupe	Veracruz	Terrestre	4.2	Aceite	30.3	0	0	0	7.1
286	Guaricho	Tabasco	Terrestre	12.1	Aceite	36.8	14.6	15.7	16.4	76.6
287	Gubicha	Tabasco	Terrestre	0.8	Aceite	35	0	0	0	1.6
288	Guillermo Prieto	Tamaulipas	Terrestre	18.5	Gas	0	0	0	0	5.7
289	Güiro	Tabasco	Terrestre	8.7	Gas	0	0	0.9	0.9	1.3
290	Gurumal	Veracruz	Terrestre	8.4	Gas	0	0	0	0	0.2
291	Gusano	Tabasco	Terrestre	0	Aceite	20	0	0	0	0
292	Gutiérrez Zamora	Veracruz	Terrestre	2.3	Aceite	18	0	0	0.3	1.9
293	Habano	Coahuila	Terrestre	15.5	Gas	0	0.9	0.9	0.9	3
294	Hallazgo	Veracruz	Terrestre	19.5	Aceite	28.5	0.7	0.7	1.2	177.4
295	Hayabil	Aguas Territoriales	Marino	3.3	Aceite	46	0	0	4.5	7.5
296	Hechicera	Coahuila	Terrestre	3.9	Gas	0	0	0	0	0
297	Hem	Aguas Territoriales	Marino	15.4	Gas	0	0	0	72.1	132.8
298	Hidalgo	Coahuila	Terrestre	92.1	Gas	0	0.1	0.1	0.3	7.2
299	Higuerón	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	35	0	0	0	0.2
300	Hokchi	Aguas Territoriales	Marino	29.1	Aceite	26	21.3	66.7	92.7	453.3
301	Homol	Aguas Territoriales	Marino	17.1	Aceite	41	113.8	135.5	135.5	292.8
302	Horcón	Veracruz	Terrestre	5.7	Aceite	21	0.1	0.1	0.1	7.7

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
303	Horcones	Veracruz	Terrestre	55.5	Aceite	30.5	20.9	147.5	155.1	1,278.10
304	Hormiguero	Tabasco	Terrestre	48.6	Gas	0	2.5	4.1	4.1	60.3
305	Huatempo	Tamaulipas	Terrestre	6	Gas	0	0	0	0	0.4
306	Huehuetepac	Puebla	Terrestre	0.8	Aceite	30	0	0	0	4.6
307	Huerta	Coahuila	Terrestre	6	Gas	0	0	0	0	0
308	Huizache	Tamaulipas	Terrestre	19.8	Gas	0	0.8	0.8	1.1	2.6
309	Huizotate	Veracruz	Terrestre	6.4	Aceite	26	0.1	0.1	0.1	2.3
310	Humapa	Puebla - Veracruz	Terrestre	241.4	Aceite	26.7	78	463.8	669.1	4,772.10
311	Ichalkil	Aguas Territoriales	Marino	27.5	Aceite	36.5	11.4	39.9	146.5	686.4
312	Ignacio Allende	Veracruz	Transicional	2.2	Aceite	20	0	0	0	0.2
313	Indígena	Tamaulipas	Terrestre	10	Gas	0	0	0	0	0.1
314	Integral	Tamaulipas	Terrestre	0.9	Gas	0	0.7	2.3	2.5	2.9
315	Irena	Tamaulipas	Terrestre	1.2	Gas	0	0	0	0	0.5
316	Íride	Tabasco	Terrestre	38	Aceite	17.5	421.1	447.7	489.1	1,387.30
317	Iris	Tabasco	Terrestre	23.8	Aceite	45	1.1	1.1	1.1	25.6
318	Isla de Lobos	Aguas Territoriales	Marino	2.2	Aceite	41	0	0	0	36.9
319	Ita	Tamaulipas	Terrestre	6.4	Gas	0	0	0.2	0.2	2.9
320	Itla	Aguas Territoriales	Marino	16.6	Aceite	37	0	0	12.5	61.1
321	Ixhuatlán	Veracruz	Terrestre	21.4	Aceite	20	0	0	0	23.8
322	Ixhuatlán Oriente	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	20	0	0	0	59.8
323	Ixtal	Aguas Territoriales	Marino	41.3	Aceite	24.5	140.2	210.3	218.6	1,099.00
324	Ixtoc	Aguas Territoriales	Marino	73.2	Aceite	31.9	57.7	57.7	57.7	213.1
325	Jabalina	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.1
326	Jabonera	Veracruz	Terrestre	3	Aceite	23	0	0	0	0.7
327	Jacinto	Tabasco	Terrestre	35.1	Aceite	40.6	13.6	25.7	39.8	267.8
328	Jade	Tamaulipas	Terrestre	1	Gas	0	0	0	0	0.1
329	Jaf	Veracruz	Terrestre	3.7	Gas	0	0.3	0.3	0.3	1.6
330	Jamaya	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	28	0	0	0	0.3
331	Jaraguay	Tamaulipas	Terrestre	24.2	Gas	0	0.3	0.6	2.8	3.6
332	Jaribú	Tamaulipas	Terrestre	4	Gas	0	0	0	0	0.1
333	Jaujal	Tamaulipas	Terrestre	27.3	Gas	0	0.3	0.3	0.3	70.6
334	Jazmín	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.2	0.3	0.3	0.3
335	Jiliapa	Veracruz	Terrestre	16.8	Aceite	35	0.6	1.2	2.1	99.6
336	Jimbal	Tabasco	Terrestre	1.6	Gas	0	0	0.1	0.1	0.2

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
337	José Colomo	Tabasco	Terrestre	40.7	Aceite y Gas	32	2	7.3	7.3	82
338	Juan Felipe	Veracruz	Terrestre	5.4	Aceite	18	0.3	0.4	0.5	37.7
339	Jujo-Tecominoacán	Tabasco	Terrestre	124.4	Aceite	38	582.9	582.9	582.9	3,046.80
340	Jurel	Aguas Territoriales	Marino	16.7	Aceite	27	0	0	0	532.3
341	Juspi	Chiapas	Terrestre	51.8	Aceite	42	5.4	8.1	8.1	47.3
342	Kab	Aguas Territoriales	Marino	45.6	Aceite	36.5	41.6	122	278.9	1,105.60
343	Kabuki	Veracruz	Terrestre	5.1	Gas	0	2.7	2.7	2.7	7.9
344	Kach	Aguas Territoriales	Marino	20.6	Aceite	13	0	66.4	95.7	600.1
345	Kambesah	Aguas Territoriales	Marino	11.1	Aceite	29.5	82.6	93	93	323.6
346	Kamelot	Veracruz	Terrestre	1.3	Gas	0	2	2	2	4.8
347	Kanaab	Aguas Territoriales	Marino	5	Aceite	36.5	11.7	11.7	15.7	79.4
348	Kastelán	Aguas Territoriales	Marino	9	Aceite	11	0	0	40	628.6
349	Kax	Aguas Territoriales	Marino	1.7	Aceite	38	21.7	21.7	21.7	178.4
350	Kay	Aguas Territoriales	Marino	0.6	Aceite	43	0	0	2.1	4.8
351	Kayab	Aguas Territoriales	Marino	54.3	Aceite	8.6	184.3	231.7	889.4	7,101.30
352	Kibo	Veracruz	Terrestre	3.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2
353	Kix	Aguas Territoriales	Marino	13.5	Aceite	40	0	15.1	72.7	174.2
354	Kodiak	Tamaulipas	Terrestre	4.7	Gas	0	0	0	0	0
355	Kosni	Aguas Territoriales	Marino	20.1	Gas	0	0	0	0	46.9
356	Kriptón	Tamaulipas	Terrestre	3.3	Gas	0	1.1	2.8	3.3	5.1
357	Ku	Aguas Territoriales	Marino	81.9	Aceite	20.8	402.8	555.4	730.9	3,504.10
358	Kuil	Aguas Territoriales	Marino	20.1	Aceite	37.5	125.8	155.7	155.7	564.6
359	Kunah	Aguas Territoriales	Marino	21.2	Gas	0	0	184.9	299.1	547.3
360	Kutz	Aguas Territoriales	Marino	8.4	Aceite	22	5	5	5	306
361	La Central	Tabasco	Terrestre	36.1	Aceite y Gas	29.6	0.8	0.8	0.8	10
362	La Laja	Veracruz	Terrestre	4.3	Aceite	26.7	0	0	0	1.6
363	La Venta	Tabasco	Terrestre	52.2	Aceite y Gas	33	0	0	0	167.6
364	Lacamango	Veracruz	Terrestre	7.4	Aceite y Gas	32	4.3	4.6	4.6	93.3
365	Lacantún	Chiapas	Terrestre	7.8	Aceite	21	0	0	0	15.9
366	Lagarto	Veracruz	Terrestre	2.4	Aceite	14	0	0	0	0.4

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
367	Laguna Alegre	Campeche	Terrestre	7.6	Gas	0	2.9	2.9	2.9	4.1
368	Laguna Nueva	Tabasco	Terrestre	3.1	Aceite	27	0	0	0	0.2
369	Lajitas	Tamaulipas	Terrestre	16	Gas	0	0	0	0	0
370	Lakach	Aguas Territoriales	Marino	20.6	Gas	0	93.8	167.5	167.5	249.7
371	Lalail	Aguas Territoriales	Marino	14.3	Gas	0	0	0	120.4	227.2
372	Lampazos	Nuevo León	Terrestre	75.2	Gas	0	0	0	0	4.3
373	Lankahuasa	Aguas Territoriales	Marino	21.7	Gas	0	3	3	18.4	72.3
374	Lerma	Tamaulipas	Terrestre	92.1	Gas	0	0	0	0	0
375	Leyenda	Tamaulipas	Terrestre	2.9	Gas	0	0	0	0	0
376	Limón	San Luis Potosí - Veracruz	Terrestre	208.4	Aceite	12	0.4	0.5	2.2	182.2
377	Limonaria	Veracruz	Terrestre	0.1	Aceite	29	0	0	0	1.1
378	Lizamba	Veracruz	Terrestre	38	Gas	0	5.2	5.2	5.5	36.2
379	Llano Blanco	Nuevo León	Terrestre	6.5	Gas	0	0	0	0	0.2
380	Llanura	Nuevo León	Terrestre	3	Gas	0	0	0	0	0.1
381	Llorón	Tamaulipas	Terrestre	12.8	Gas	0	0.2	0.2	0.2	0.3
382	Lobina	Aguas Territoriales	Marino	20.5	Aceite	22	0	0	0	12.2
383	Lobo	Nuevo León	Terrestre	15.6	Gas	0	0	0	0	0.6
384	Lomitas	Tamaulipas	Terrestre	79.9	Aceite y Gas	50	1.6	2.3	4.5	10.7
385	Los Soldados	Tabasco - Veracruz	Terrestre	56.7	Aceite y Gas	30	11.7	13.9	13.9	125.8
386	Lum	Aguas Territoriales	Marino	84.5	Aceite	24	26	49.3	103.7	697.7
387	Luna-Palapa	Tabasco	Transicional	34	Aceite y Gas	43.3	3.8	6.5	6.5	201.2
388	Macuile	Veracruz	Terrestre	5.1	Gas	0	0.6	0.7	0.7	0.8
389	Macuspana	Tabasco	Terrestre	2.5	Gas	0	0	0	0	0.9
390	Madera	Veracruz	Terrestre	5.7	Gas	0	0	0	0	4.8
391	Maderáceo	Veracruz	Terrestre	4	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.8
392	Madrefil	Tabasco	Terrestre	40.1	Aceite	37	37.5	91.9	110.4	300.5
393	Maestros	Coahuila	Terrestre	3.5	Gas	0	0	0	0	0.1
394	Magallanes-Tucán-Pajonal	Tabasco	Terrestre	133.1	Aceite y Gas	33	18.5	32.4	81	912.5
395	Makech	Aguas Territoriales	Marino	11.8	Aceite	18	0	13.6	29.5	145.2

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
396	Maloob	Aguas Territoriales	Marino	68.9	Aceite	13.7	1,729.30	1,731.80	1,929.80	6,697.00
397	Malta	Tamaulipas	Terrestre	2.2	Gas	0	0	0	0	0
398	Malva	Chiapas	Terrestre	13.2	Aceite	35.3	0.5	0.5	0.5	21
399	Mandarín	Nuevo León	Terrestre	0.6	Gas	0	1	1.9	2.2	3.6
400	Manea	Tabasco	Terrestre	3.9	Aceite	43	0	0	0	7
401	Mangar	Campeche - Tabasco	Terrestre	3.7	Gas	0	0	0.9	1.4	2.6
402	Manik	Aguas Territoriales	Marino	6.3	Aceite	26.5	13.3	13.3	13.3	95.6
403	Manuel Rodríguez Aguilar	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	14	0	0	0	2
404	Marabú	Tamaulipas	Terrestre	1	Gas	0	0	0	0	0
405	Mareógrafo	Nuevo León	Terrestre	18.3	Gas	0	3.3	3.8	5.1	7.7
406	Marqués	Veracruz	Terrestre	0.8	Aceite	26	0	0	0	0
407	Marsopa	Aguas Territoriales	Marino	4.8	Aceite	35.1	0.4	3.6	4.2	54.2
408	Master	Coahuila	Terrestre	1.5	Gas	0	2.5	5.5	8.4	10.7
409	Mata Pionche	Veracruz	Terrestre	18	Aceite y Gas	41	0.8	1.6	2.8	167
410	Mata Violín	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	14	0	0	0	0.8
411	Matamoros	Tamaulipas	Terrestre	4.9	Gas	0	0	0	0	0.1
412	Maximino	Aguas Territoriales	Marino	72.2	Aceite	43	0	0	212.9	953.7
413	May	Aguas Territoriales	Marino	31.1	Aceite	45	72.1	72.1	122.1	486
414	Mayacaste	Tabasco	Terrestre	12.5	Aceite	36.5	4.1	8.5	8.5	31.7
415	Viernes	Tamaulipas	Terrestre	1.8	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.6
416	Mecatepec Norte	Veracruz	Terrestre	12.3	Aceite	24	0	0	0	0.4
417	Mecayucan	Veracruz	Terrestre	10.5	Aceite y Gas	30.7	0.6	0.6	4.6	80.7
418	Mecoacán	Tabasco	Terrestre	20.3	Aceite	25.4	0	0	0	94.8
419	Mejillón	Aguas Territoriales	Marino	0.7	Aceite	40	0	0	6.7	71.3
420	Men	Aguas Territoriales	Marino	4.8	Gas	0	0	20.2	35.9	51.3
421	Mene	Aguas Territoriales	Marino	10.2	Aceite	8	0	25.5	25.5	210.9
422	Merced	Coahuila	Terrestre	12	Gas	0	1.1	2	3.8	16.8
423	Mesa Cerrada	Veracruz	Terrestre	2.9	Aceite	23	0.2	0.2	0.4	25.5
424	Mesa Chica	Veracruz	Terrestre	3.6	Aceite	35	0	0	0	1.2
425	Miahuapán	Veracruz	Terrestre	234.2	Aceite	32.5	2.1	117.6	828.6	3,233.40
426	Mier	Tamaulipas	Terrestre	5.1	Gas	0	0	0	0	0

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
427	Miguel Hidalgo	Veracruz	Terrestre	5.7	Aceite y Gas	30	0.3	1.6	1.7	43.5
428	Minero	Coahuila	Terrestre	0.9	Gas	0	0	0	0	0.7
429	Miquetla	Puebla - Veracruz	Terrestre	297.2	Aceite	35	16.9	263.1	892.5	4,354.10
430	Miquetla PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	19.5	Aceite	25	0	0	0	84.2
431	Mirador	Veracruz	Terrestre	4.5	Gas	0	0	0	0	1.1
432	Miralejos	Veracruz	Terrestre	7.2	Aceite y Gas	30	0.2	0.2	0.2	20.3
433	Misión	Tamaulipas	Terrestre	44.4	Aceite y Gas	27	2.2	9.1	11.7	49
434	Misión	Aguas Territoriales	Marino	9.6	Aceite	41	11.9	26.1	35.9	144.3
435	Mixtán	Veracruz	Terrestre	3.4	Gas	0	2.5	2.5	2.5	3.4
436	Miztón	Aguas Territoriales	Marino	7.2	Aceite	33	28.5	69.9	86.5	321
437	Mojarreñas	Nuevo León	Terrestre	69.5	Gas	0	2	3.3	5.7	16
438	Moloacán	Veracruz	Terrestre	29.3	Aceite	20	1.6	1.6	1.6	199.9
439	Monclova	Coahuila	Terrestre	45.3	Gas	0	0.1	0.1	1.1	21.1
440	Monterrey	Tamaulipas	Terrestre	82.5	Aceite y Gas	27	1	1.3	1.7	92.7
441	Mora	Tabasco	Terrestre	52.3	Aceite	38.2	44.2	49.9	49.9	329
442	Moral	Coahuila	Terrestre	0.6	Gas	0	0	0	0	0
443	Morales	Tabasco	Terrestre	6.2	Gas	0	0	0	0	0.6
444	Moralillo	Veracruz	Terrestre	16.9	Aceite	20	0.3	0.5	0.7	49.4
445	Morsa	Aguas Territoriales	Marino	4	Aceite	35	0	0	0	22.8
446	Mozutla	Veracruz	Terrestre	1.9	Aceite y Gas	21	0.1	0.4	0.7	26.1
447	Mundo Nuevo	Chiapas	Terrestre	17.7	Aceite	49.7	1.4	1.4	1.4	96.4
448	Murex	Tamaulipas	Terrestre	5.5	Gas	0	3.4	5.4	6.9	13.3
449	Muro	Veracruz	Terrestre	5.1	Aceite	17	0.3	0.3	0.7	52.3
450	Muspac	Chiapas	Terrestre	88	Aceite	52	7.6	7.6	7.6	301.7
451	Nab	Aguas Territoriales	Marino	12.3	Aceite	8.5	0	0	32.6	413.9
452	Nak	Aguas Territoriales	Marino	18.5	Aceite	42	5.9	37.8	67.3	235.8
453	Namaca	Aguas Territoriales	Marino	5.4	Aceite y Gas	24	0	0	2.4	13.4
454	Narvárez	Campeche - Tabasco	Terrestre	57.8	Gas	0	10.5	10.5	10.5	19.7

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
455	Nat	Aguas Territoriales	Marino	26.9	Gas	0	0	0	187.3	314.6
456	Navegante	Tabasco	Terrestre	86.1	Aceite	46.8	8.3	8.3	309.1	1,113.20
457	Náyade	Aguas Territoriales	Marino	5	Aceite	34	0	0	0	92.1
458	Nazareth	Chiapas	Terrestre	186.1	Aceite	57	0	0	0	55.7
459	Nejo	Tamaulipas	Terrestre	22.6	Aceite y Gas	42	27	40.9	56.5	97.4
460	Nelash	Tabasco	Terrestre	80.2	Aceite	41.6	6.7	8.2	9.6	116.1
461	Nen	Aguas Territoriales	Marino	3.1	Gas	0	0	0	83.3	130.7
462	Nicapa	Chiapas	Terrestre	1.7	Aceite	39	0	0	0	0.8
463	Nilo	Tamaulipas	Terrestre	9	Gas	0	0	0	0	0.6
464	Níquel	Tamaulipas	Terrestre	10	Gas	0	0	0	0	0
465	Níspero	Chiapas - Tabasco	Terrestre	42.6	Aceite	34.8	7.5	13.1	13.1	368.3
466	Nohoch	Aguas Territoriales	Marino	21.5	Aceite	19.5	12.9	12.9	12.9	1,561.60
467	Nopaltepec	Veracruz	Terrestre	2.2	Gas	0	0	0	0	30.8
468	Novillero	Veracruz	Terrestre	9	Gas	0	0	0	0	2.6
469	Noxal	Aguas Territoriales	Marino	41.2	Gas	0	0	0	76.7	112.2
470	Nueva Colonia	Veracruz	Terrestre	2.4	Aceite	21	0	0	0	0.3
471	Nuevo Progreso	Veracruz	Terrestre	3.6	Aceite	24	0.1	0.1	0.3	38
472	Nuevo Teapa	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	27	0	0	0	3.1
473	Nuevos Lirios	Tabasco	Terrestre	12.7	Gas	0	0.5	0.5	0.5	2.9
474	Numan	Aguas Territoriales	Marino	6.9	Aceite	8.8	0	0	16.7	261.4
475	Numerador	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0	0	0	0.2
476	Nuncio	Tamaulipas	Terrestre	0	Gas	0	0.5	0.5	24.1	71.8
477	Nutria	Tamaulipas	Terrestre	12	Gas	0	0	0	0	0.1
478	Oasis	Tamaulipas	Terrestre	33.6	Gas	0	0.3	0.7	1.1	4.8
479	Obertura	Veracruz	Terrestre	2	Gas	0	0.5	0.5	0.5	0.9
480	Obsidiana	Tamaulipas	Terrestre	1.2	Gas	0	0	0	0	0.1
481	Och	Aguas Territoriales	Marino	15.7	Aceite	38	14.1	14.1	44.6	342.7
482	Ocotepec	Veracruz	Terrestre	2.8	Aceite	20	0.2	0.8	1.1	67.3
483	Ogarrio	Tabasco	Terrestre	147.9	Aceite	38	48.9	66.8	66.8	931.9
484	Ojillal	Tabasco	Terrestre	3.2	Gas	0	0	0.4	0.4	0.7
485	Omega	Coahuila	Terrestre	0.4	Gas	0	0	0	0	0.2
486	Onel	Aguas Territoriales	Marino	19.3	Aceite	24.3	135.8	145.5	164.8	856.9
487	Ópalo	Tamaulipas	Terrestre	1.3	Gas	0	0	0	0	0.1

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
488	Oporto	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0	0	0	0
489	Orégano	Tamaulipas	Terrestre	1.8	Gas	0	0	0	0	0
490	Organdí	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	1.2	1.9	3	4.5
491	Orozco	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	7.5	Gas	0	0	0	0	1.9
492	Otates	Tabasco	Terrestre	35.7	Aceite	34	5.3	5.3	5.3	244.9
493	Otoño	Nuevo León	Terrestre	0.9	Gas	0	0	0	0	1.5
494	Oveja	Tamaulipas	Terrestre	2.5	Gas	0	0.2	0.2	0.2	2
495	Oxiacaque	Tabasco	Terrestre	40.6	Aceite	29	182.9	182.9	182.9	1,197.90
496	Paché	Tabasco	Terrestre	51	Aceite	40	3.5	15.1	15.1	108
497	Pacífico	Puebla	Terrestre	1.6	Aceite	20	0	0	0	0.3
498	Paje	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	1.2	1.7	2.2	2.4
499	Palangre	Tabasco	Terrestre	9.2	Aceite	35.4	4.7	7	7	86.2
500	Paleoarcos	Tamaulipas	Terrestre	1.3	Gas	0	0.7	1	1.4	2.1
501	Palito Blanco	Tamaulipas	Terrestre	22.6	Gas	0	0	0	0	0.1
502	Palma Sola	Veracruz	Terrestre	7.4	Aceite	29.3	0	0	0	3.9
503	Pálmara	Veracruz	Terrestre	3.5	Gas	0	0.5	1.9	1.9	8.7
504	Palmito	Nuevo León	Terrestre	96.4	Gas	0	7.2	8.7	11.4	22.6
505	Palmitota Oriente	Veracruz	Terrestre	3.9	Aceite	23.4	0	0	0	0.6
506	Palo Blanco	Puebla - Veracruz	Terrestre	115.1	Aceite	35.5	16.2	323.4	353.4	2,836.30
507	Palo Blanco PR	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	0.2	Aceite	37	0	0	0	1.5
508	Pame	Tamaulipas	Terrestre	1	Gas	0	0.6	2.2	3.1	6.4
509	Pamorana	Nuevo León	Terrestre	15	Aceite y Gas	27	5.9	11.4	12.5	12.7
510	Pamorana Norte	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0	0	0	0
511	Panal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	24.4	Aceite y Gas	35	0.4	0.5	1.1	8.6
512	Pandura	Tamaulipas	Terrestre	37.9	Gas	0	1.8	2.2	2.7	18.3
513	Pánuco	Veracruz	Terrestre	371.4	Aceite	12	9.2	11.8	15.9	7,541.10
514	Papán	Veracruz	Terrestre	34.3	Gas	0	9.4	9.4	9.4	18.2
515	Papantla	Veracruz	Terrestre	10.9	Aceite	28	0.5	0.5	0.5	62.8
516	Paraíso	Tabasco	Terrestre	11	Aceite	35	0	14.1	15.9	85.2
517	Paredón	Tabasco	Terrestre	44.2	Aceite	39	12.4	21	50.2	727.4

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
518	Pareto	Tabasco	Terrestre	50	Aceite	43	60.1	63	95.2	358
519	Parritas	Tamaulipas	Terrestre	6.2	Gas	0	1.6	5.5	5.9	5.5
520	Pascualito	Tamaulipas	Terrestre	36.4	Gas	0	0.2	0.3	0.5	4.2
521	Paso de Oro	Veracruz	Terrestre	9	Aceite	29	0	0	0	0.3
522	Pastoría	Hidalgo - Veracruz	Terrestre	138	Aceite	32	4.8	207.3	480.6	4,284.40
523	Patlache	Tamaulipas	Terrestre	0.5	Gas	0	0.4	2.3	3	6.8
524	Patricio	Nuevo León	Terrestre	2.7	Gas	0	0	0	0	0
525	Patriota	Tamaulipas	Terrestre	0.5	Gas	0	0	0	0	0.2
526	Pecero	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	36	0	0	0	0.5
527	Peña Blanca	Nuevo León	Terrestre	26.9	Gas	0	1.1	1.4	2.5	12
528	Percutor	Coahuila	Terrestre	0.6	Gas	0	0	0	0	1
529	Perdiz	Veracruz	Terrestre	35.3	Aceite	20.7	4.9	5.6	6.4	220.5
530	Pesero	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.8	1.6	1.8	1.7
531	Petrolero	Nuevo León	Terrestre	1.2	Gas	0	0	0	0	0
532	Piamonte	Nuevo León	Terrestre	1.4	Gas	0	0	0	0	0.1
533	Picadillo	Nuevo León	Terrestre	29.4	Gas	0	1.4	1.5	1.7	1.9
534	Piedra de Cal	Veracruz	Terrestre	12.1	Aceite	20	0	0	0	3.3
535	Piedras	Tamaulipas	Terrestre	8.8	Gas	0	0	0	0	0.1
536	Pigua	Tabasco	Terrestre	1.6	Aceite	31	0	0	0	1.7
537	Piklis	Aguas Territoriales	Marino	33.7	Gas	0	0	111.4	111.4	202.4
538	Pingüino	Nuevo León	Terrestre	13.2	Gas	0	0	0	0	0
539	Pinole	Tamaulipas	Terrestre	5	Aceite	15	0	0	0	0.2
540	Pinta	Tamaulipas	Terrestre	5.9	Gas	0	0	0	0	4.6
541	Pípila	Tamaulipas	Terrestre	5.9	Gas	0	0.2	0.2	0.3	3.1
542	Pirámide	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	17	0	0	0	1.2
543	Pirata	Tamaulipas	Terrestre	2.1	Gas	0	0	0	0	0
544	Pirineo	Coahuila	Terrestre	5.7	Gas	0	0.3	0.3	0.3	3.4
545	Pit	Aguas Territoriales	Marino	38.5	Aceite	10.8	151.3	313.5	461.9	2,908.60
546	Pita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0	0	0	0
547	Pitahaya	Veracruz	Terrestre	15.3	Aceite	17	0	0	0	0.1
548	Pital y Mozutla	Veracruz	Terrestre	2.3	Aceite	31	0.3	0.3	0.3	3.4
549	Placetas	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	33	0	0	0	3.7
550	Plan de Ayala	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	27.5	0	0	0	0.8

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
551	Plan de Oro	Veracruz	Terrestre	1.3	Aceite	22	0	0	0	2.4
552	Planos	Puebla	Terrestre	3.1	Aceite	39	0	0	0	1.6
553	Platanal	Tabasco	Terrestre	8	Aceite	21	7.2	7.2	23.2	109.3
554	Platinado	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.2	0.2	0.6	1.4
555	Playuela	Veracruz	Terrestre	8.3	Gas	0	0	0	0	8.7
556	Pobladores	Nuevo León	Terrestre	2.2	Gas	0	0	0	0	0.1
557	Pohp	Aguas Territoriales	Marino	25.8	Aceite	8	0	34.3	93.9	1,311.40
558	Pokoch	Aguas Territoriales	Marino	4.9	Aceite	30	30.1	45.9	45.9	152.9
559	Pol	Aguas Territoriales	Marino	34.4	Aceite	31	7.8	7.8	7.8	1,573.70
560	Polvareda	Tamaulipas	Terrestre	14	Gas	0	0	0	0	2.3
561	Pomela	Tabasco	Terrestre	0.5	Gas	0	0	0	0	0
562	Pontón	Veracruz	Terrestre	4.5	Aceite	28.5	0	0	0	7.3
563	Potrero del Llano Horcones	Veracruz	Terrestre	7.6	Aceite	19	0.3	0.6	0.8	310.1
564	Poza Rica	Veracruz	Terrestre	150.8	Aceite y Gas	26.3	24.6	63.6	128.5	3,847.10
565	Presa	Tamaulipas	Terrestre	9.2	Gas	0	0.1	0.4	0.5	2.4
566	Presidente Alemán	Veracruz	Terrestre	198.2	Aceite	31.3	74.9	342	485.6	3,592.20
567	Presidente Alemán PR	Veracruz	Terrestre	72.8	Aceite	20	0.4	0.4	0.4	26.7
568	Presita	Tamaulipas	Terrestre	15.7	Gas	0	0	0	1	1.9
569	Primavera	Nuevo León	Terrestre	45.5	Gas	0	0.3	0.6	2.2	3.5
570	Primo	Nuevo León	Terrestre	0.9	Gas	0	0	0	0.2	0.2
571	Puente	Veracruz	Terrestre	1.9	Aceite	38	0	0	0	5.4
572	Puerto Ceiba	Tabasco	Transicional	52	Aceite	22.5	42	55.9	55.9	1,250.00
573	Quintal	Nuevo León	Terrestre	0.6	Gas	0	0.1	0.1	0.3	0.2
574	Quitrín	Tamaulipas	Terrestre	10.7	Gas	0	0.7	1.1	1.1	3
575	Rabasa	Veracruz	Terrestre	76.4	Aceite	24	21.4	21.4	23.2	85.2
576	Rabel	Veracruz	Terrestre	4.4	Gas	0	1.8	2.4	2.4	7.8
577	Rabón Grande	Veracruz	Transicional	1.3	Aceite	27	0	0	0	13.4
578	Rafael	Tamaulipas	Terrestre	7.5	Gas	0	0	0	0	0.5
579	Ramírez	Tamaulipas	Terrestre	17.8	Gas	0	0	0	0	1
580	Rancho Nuevo	Veracruz	Terrestre	27.8	Aceite	29	1.1	1.5	2.4	41.3
581	Rasha	Tabasco	Terrestre	9.2	Gas	0	1.2	1.6	2.1	8.9
582	Remolino	Veracruz	Terrestre	196	Aceite	21.1	46.9	382.3	982.8	2,951.80

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
583	Remolino PR	Veracruz	Terrestre	17.2	Aceite	32	0	0	2.1	145.8
584	Remudadero	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	14	0	0	0	0.3
585	René	Tamaulipas	Terrestre	4	Gas	0	0	0	0	0.1
586	Reno	Tamaulipas	Terrestre	11.4	Gas	0	0.2	0.7	0.7	1.3
587	Reynosa	Tamaulipas	Terrestre	375.1	Aceite y Gas	27	0.2	0.7	0.7	139.3
588	Riachuelo	Veracruz	Terrestre	2.9	Aceite	23.5	1	1.9	1.9	4.5
589	Ribereño	Campeche	Transicional	35.9	Aceite	49.5	20.1	35	44.2	56.6
590	Ricos	Tamaulipas	Terrestre	11.6	Gas	0	1.1	1.9	6.1	6.7
591	Rincón Pacheco	Veracruz	Terrestre	4.1	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2.7
592	Río Bravo	Tamaulipas	Terrestre	2.3	Gas	0	0	0	0	0.1
593	Río Nuevo	Chiapas - Tabasco	Terrestre	20.1	Aceite	29.8	1.2	1.2	5.6	232.6
594	Robulus	Tamaulipas	Terrestre	9.8	Gas	0	0	0.7	2.5	3
595	Rodador	Tabasco	Terrestre	23.6	Aceite	35	15	19.5	20.9	140.2
596	Romarik	Veracruz	Terrestre	1.4	Gas	0	0	0	0	0.3
597	Rosal	Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0.1	0.1	0.4	1
598	Rosenblú	Veracruz	Terrestre	1.5	Gas	0	0	0	0	0.4
599	Rotalia	Tamaulipas	Terrestre	3.9	Gas	0	0	0.9	0.9	1.1
600	Rusco	Tamaulipas	Terrestre	8.9	Gas	0	1.9	2.4	3.7	3.9
601	Sábana Grande	Veracruz	Terrestre	331.4	Aceite	29.4	0	112.1	1,153.40	7,455.80
602	Sabancuy	Chiapas	Terrestre	0.6	Aceite	21.1	0	0	0	5.2
603	Salinas Barco Caracol	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	411.4	Aceite	12	0.5	0.8	1.3	73.3
604	Salitrillo	Nuevo León	Terrestre	1.3	Gas	0	0	0	0	0.1
605	Samaria	Tabasco	Terrestre	97.2	Aceite	17.3	427.6	473.8	494.1	3,543.90
606	San Alfonso	Tabasco	Terrestre	3.1	Aceite	33	0	0	0	3.5
607	San Andrés	Veracruz	Terrestre	45.9	Aceite y Gas	30.1	5.8	10.9	17.3	1,244.20
608	San Bernardo	Nuevo León	Terrestre	20	Gas	0	1.7	2.3	2.9	3.9
609	San Diego Chiconcillo	Veracruz	Terrestre	46.7	Aceite	11	0.2	0.2	0.6	48.5
610	San Nicolás	Veracruz	Terrestre	2.7	Aceite	32	0	0	0	0.2
611	San Pablo	Veracruz	Terrestre	5	Gas	0	0	0	1	3.5
612	San Pedro	Tamaulipas	Terrestre	6.8	Gas	0	0	0	0	0
613	San Ramón	Tabasco	Terrestre	17.6	Aceite	31	26.9	27.3	27.3	399.9

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
614	San Román	Tabasco	Terrestre	5.9	Gas	0	0	0	0	0.6
615	San Vicente	Tamaulipas	Terrestre	6.7	Gas	0	0	0	0	0.3
616	Santa Águeda	Veracruz	Terrestre	11	Aceite y Gas	16	2.1	3.2	4.1	280.9
617	Santa Ana	Aguas Territoriales	Marino	34.8	Aceite y Gas	31	0.4	0.4	1.2	127
618	Santa Anita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	44.8	Gas	0	13.1	21	24.8	34.6
619	Santa Fe	Tamaulipas	Terrestre	13.5	Gas	0	0	0	0	0
620	Santa Lucía	Veracruz	Terrestre	4.6	Aceite	19	0	0	0.1	14.1
621	Santa Rosa	Veracruz	Terrestre	9.3	Aceite	26	0	0	0	5.2
622	Santa Rosalía	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	124.7	Gas	0	4.7	6.1	9.4	22.6
623	Santander	Tamaulipas	Terrestre	0.6	Gas	0	0	0.2	0.2	0.9
624	Santiago	Puebla	Terrestre	3.6	Aceite	24.7	0.1	0.1	0.1	8.5
625	Santuario	Tabasco	Terrestre	63.5	Aceite	32	101.3	120.6	120.6	557.8
626	Saramako	Tabasco	Terrestre	3	Aceite	48	0	0	0	11.6
627	Sarlat	Tabasco	Terrestre	3.9	Aceite y Gas	32	0	0	0.9	4.3
628	Secadero	Chiapas	Terrestre	6.5	Aceite	35.6	0.1	0.1	0.1	6.4
629	Sen	Tabasco	Terrestre	33.8	Aceite	42	72.4	95.9	95.9	1,417.90
630	Shishito	Tabasco	Terrestre	11.4	Aceite y Gas	35.5	7.2	7.7	7.7	42.8
631	Siamés	Veracruz	Terrestre	1.7	Aceite	32	0	0	0	1.4
632	Sierrita	Nuevo León	Terrestre	8.6	Aceite y Gas	62	0	0.3	0.3	0.3
633	Sigma	Tamaulipas	Terrestre	13.9	Gas	0	2.1	2.9	4.2	7.1
634	Sihil	Aguas Territoriales	Marino	40.6	Aceite	23.8	140.5	170.5	173.4	2,071.00
635	Silozúchil	Veracruz	Terrestre	26.4	Aceite	37	0	0	0	0.4
636	Simbad	Nuevo León	Terrestre	5.2	Gas	0	0	0	0	0.1
637	Sinán	Aguas Territoriales	Marino	68.1	Aceite	31.6	73.7	138.5	194	1,073.50
638	Sini	Tabasco	Terrestre	6	Aceite	41	12.7	18.2	24	88.3
639	Sitio	Veracruz	Terrestre	148.7	Aceite	39	0	81.6	552.4	5,132.40
640	Sitio grande	Chiapas - Tabasco	Terrestre	108.7	Aceite	34	2.9	2.9	2.9	1,007.90

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
641	Socavón	Tamaulipas	Terrestre	0.8	Gas	0	0	0	0	0.3
642	Soledad	Veracruz	Terrestre	62.6	Aceite	36.6	23.6	135.6	143.2	985
643	Soledad Norte	Veracruz	Terrestre	39.4	Aceite	32	9.4	10.9	10.9	305.5
644	Soledad PR	Veracruz	Terrestre	31.3	Aceite	33	0	0	0	29.2
645	Solís Tierra Amarilla	Veracruz	Terrestre	31.3	Aceite	18	0.3	0.4	0.7	78.3
646	Sotol	Tamaulipas	Terrestre	6.6	Aceite	18	0	0	0	1
647	Sultán	Tamaulipas	Terrestre	7.4	Gas	0	0.7	0.9	2.4	9.1
648	Sunuapa	Chiapas	Terrestre	194.6	Aceite y Gas	37.4	18.5	49.8	59.9	566.9
649	Supremus	Aguas Territoriales	Marino	25.6	Aceite	26.7	0	0	0	0
650	Sur Chinampa Norte de Amatlán	Veracruz	Terrestre	22.7	Aceite	27.5	1.8	2	2	561.4
651	Sur de Amatlán	Veracruz	Terrestre	1.9	Aceite	19	2.2	2.4	2.6	360.7
652	Surco	Nuevo León	Terrestre	15.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.1
653	Tabascoob	Aguas Territoriales	Marino	29.6	Gas	0	0	0	27.1	37.2
654	Tacuilolapa	Veracruz	Terrestre	2.2	Aceite	30	0	0	0	19.5
655	Tajín	Puebla - Veracruz	Terrestre	162.7	Aceite	27.6	50.3	200	344.4	2,467.50
656	Tajín PR	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	34	0	0	0	0.8
657	Tajón	Tabasco	Transicional	20.4	Aceite	33	1.2	3.7	3.7	727.2
658	Takín	Aguas Territoriales	Marino	5.3	Aceite	16	15.6	15.6	15.6	88
659	Talismán	Tamaulipas	Terrestre	12.7	Gas	0	0	0	0	0
660	Talud	Nuevo León	Terrestre	25.4	Gas	0	0.3	0.3	0.9	0.9
661	Tamaulipas Constituciones	Tamaulipas	Terrestre	80.1	Aceite y Gas	17.3	50.1	84.5	97.8	2,499.90
662	Tametute	Veracruz	Terrestre	1.3	Aceite	32	0	0	0	0.3
663	Tamiahua	Veracruz	Terrestre	41.4	Aceite	26	0	0.3	0.3	8.1
664	Tampamolón	San Luis Potosí	Terrestre	3.1	Gas	0	0	0	0	0
665	Tangram	Nuevo León	Terrestre	16	Gas	0	3.3	17.2	51.8	230.8
666	Tapijulapa	Tabasco	Terrestre	4	Aceite	38	0	0	0	4.7
667	Taratunich	Aguas Territoriales	Marino	20	Aceite	30.5	46.2	46.2	46.2	854.8
668	Tecoalli	Aguas Territoriales	Marino	20.8	Aceite	29	7.2	18.1	53.2	247.7
669	Tecoco	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0	0	0	0.1
670	Tecolutla	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	28	0	0	0.1	7
671	Tecuma	Nuevo León	Terrestre	1.3	Gas	0	0	0	0	0

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva	Reserva	Reserva	Volumen Original Remanente (MMbpce)
							Remanente 1P (MMbpce)	Remanente 2P (MMbpce)	Remanente 3P (MMbpce)	
672	Teekit	Aguas Territoriales	Marino	1.9	Aceite	25	0	12.2	12.2	65.2
673	Tejada	Veracruz	Terrestre	3.3	Aceite	33	0.3	0.3	0.4	23.9
674	Tekel	Aguas Territoriales	Marino	16.4	Aceite	10	60.3	136.1	158.2	988.8
675	Temapache	Veracruz	Terrestre	45	Aceite	18	0.2	0.2	0.2	16.8
676	Tenexcuila	Veracruz	Terrestre	226.6	Aceite	29	1.1	51.2	843.8	8,080.80
677	Teotleco	Chiapas - Tabasco	Terrestre	168.1	Aceite	47.2	23.7	50.9	177.6	634.7
678	Tepetate Norte Chinampa	Veracruz	Terrestre	8.8	Aceite	23	0.6	0.9	0.9	431.5
679	Tepetitán	Tabasco	Terrestre	33.4	Gas	0	1	2	2	9.8
680	Tepeyil	Tabasco	Terrestre	16.4	Aceite	40.5	0	0	5.4	189.6
681	Tepozán	Nuevo León	Terrestre	3.1	Gas	0	0.4	0.9	0.9	1
682	Tequis	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0	0	0	0
683	Ternero	Tamaulipas	Terrestre	7.7	Aceite	48	0	0	0	0.1
684	Terra	Tabasco	Terrestre	24.4	Aceite	41	73.8	111.8	138.3	412.4
685	Terregal	Tamaulipas	Terrestre	6.9	Gas	0	0.3	0.3	0.3	1.8
686	Tiburón	Aguas Territoriales	Marino	2.5	Aceite	33	0	0	0	66.7
687	Tierra Blanca Chapopote Núñez	Veracruz	Terrestre	29.2	Aceite	18	0.4	0.4	1.5	273.9
688	Tierra Colorada	Tabasco	Terrestre	0	Aceite	20	0	0	0	0
689	Tigrillo	Nuevo León	Terrestre	5.4	Aceite y Gas	55	0.7	0.7	1.1	7.4
690	Tigris	Tamaulipas	Terrestre	1.4	Gas	0	0	0	0	0.2
691	Tihuatlán	Veracruz	Terrestre	2.6	Aceite	19	0	0	0.1	3.3
692	Tijerina	Nuevo León	Terrestre	1.3	Gas	0	0	0	0	0
693	Tilapia	Tamaulipas	Transicional	3.1	Aceite	30.5	0	0	0	36.7
694	Tilingo	Nuevo León	Terrestre	0.3	Gas	0	0.6	1.2	1.7	2.5
695	Tinta	Tamaulipas	Terrestre	5.8	Gas	0	0.5	0.6	0.6	1.2
696	Tintal	Tabasco	Terrestre	25.6	Aceite	22	14.8	14.8	14.8	131.8
697	Tintorera	Aguas Territoriales	Marino	4.5	Aceite	33	0	0	0	0.7
698	Tiumut	Tabasco	Terrestre	16	Aceite	41.5	2.4	2.4	14.1	72.6
699	Tizón	Tabasco	Transicional	41.1	Aceite	47.7	61.7	72.7	72.7	179
700	Tlacame	Aguas Territoriales	Marino	8	Aceite	21.9	0	36	66	327.3
701	Tlacolula	Veracruz	Terrestre	112.6	Aceite	31.6	3	185.6	400	3,465.20
702	Tokal	Tabasco	Terrestre	17.2	Aceite	36	5.3	9.4	11.6	67.8

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
703	Toloc	Aguas Territoriales	Marino	4.4	Aceite	21	0	11.6	11.6	69.1
704	Tonalá	Tabasco - Veracruz	Terrestre	39.4	Aceite y Gas	27	0	0	0	98.3
705	Topén	Chiapas	Terrestre	15.2	Aceite	28.6	0.9	0.9	0.9	42.2
706	Topila	Veracruz	Terrestre	270.4	Aceite	12	0	0	0	582.7
707	Topo	Nuevo León	Terrestre	32.6	Gas	0	7.9	9.6	11.4	15.5
708	Tordo	Tamaulipas	Terrestre	12.1	Aceite	18	0	0	0	0.2
709	Torrecillas	Tamaulipas	Terrestre	41.5	Aceite y Gas	59	2	2.5	3.6	11
710	Toteco Cerro Azul	Veracruz	Terrestre	36.5	Aceite	19	2.8	2.8	3.5	957.6
711	Totonaca	Tamaulipas	Terrestre	27.1	Gas	0	0	0	0	0.4
712	Trapiche	Tamaulipas	Terrestre	0.3	Gas	0	2.1	3.7	5.6	6.4
713	Tres Hermanos	Veracruz	Terrestre	74.3	Aceite y Gas	27	3.6	3.8	3.8	371.9
714	Tres Higueras	Veracruz	Terrestre	6.1	Aceite	26	0	0.1	0.1	2.6
715	Treviño	Tamaulipas	Terrestre	52.4	Aceite y Gas	62	0	0	0	51.8
716	Trilobite	Coahuila	Terrestre	1.7	Gas	0	0	0	0	0.1
717	Trión	Aguas Territoriales	Marino	22.4	Aceite	26.9	0	0	280.4	1,203.90
718	Troje	Tamaulipas	Terrestre	4.1	Gas	0	0	0	0	0
719	Trompo	Campeche	Terrestre	7.8	Gas	0	0	0	1.5	4.3
720	Troncón	Tamaulipas	Terrestre	11.8	Gas	0	0.6	2.5	2.6	3.1
721	Tsimín	Aguas Territoriales	Marino	50.6	Aceite	42.4	395.2	450.1	524.2	1,402.50
722	Tson	Aguas Territoriales	Marino	18.8	Aceite	8.2	0	24.3	76.1	1,131.90
723	Tumut	Aguas Territoriales	Marino	6.9	Aceite	35	4.4	16.8	24.6	146.7
724	Tundra	Tamaulipas	Terrestre	6.2	Gas	0	0	0	0	0
725	Tupilco	Tabasco	Terrestre	71.7	Aceite	31.9	20.4	20.4	23.9	214.3
726	Uech	Aguas Territoriales	Marino	12.2	Aceite	35	21.2	21.2	34.7	301.5
727	Unicornio	Tamaulipas	Terrestre	18.9	Gas	0	0.2	0.2	0.2	0.7
728	Usumacinta	Tabasco	Terrestre	72.5	Gas	0	2.1	2.1	2.1	41.9
729	Után	Aguas Territoriales	Marino	4.4	Gas	0	2.8	3.1	11.1	15.9
730	Utsil	Aguas Territoriales	Marino	12.8	Aceite	9.5	26.8	46.7	104	835.7
731	Vacas	Coahuila	Terrestre	1.1	Gas	0	0.2	0.5	1.5	2.5
732	Vagabundo	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0	0	0	0.1

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
733	Valadeces	Tamaulipas	Terrestre	1.3	Gas	0	0.6	1	1	1.8
734	Valioso	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0	0.4	0.6	0.9
735	Vara Alta	Veracruz	Terrestre	17.6	Aceite	13	0.2	0.5	0.5	2.1
736	Veinte	Veracruz	Terrestre	4	Gas	0	0	0	0	0.7
737	Velero	Tamaulipas	Terrestre	81.3	Gas	0	3.8	6.4	8.3	36
738	Verano	Nuevo León	Terrestre	1.4	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.1
739	Vernet	Tabasco	Terrestre	31.3	Aceite y Gas	34.9	0.6	1	1	61.9
740	Viboritas	Nuevo León	Terrestre	40.2	Gas	0	0.5	1.5	2.1	12.2
741	Vicente Guerrero	Veracruz	Terrestre	1.6	Aceite	27	0	0.1	0.1	9.4
742	Viche	Tabasco	Terrestre	10.3	Gas	0	0.5	0.5	0.5	0.7
743	Vigía	Nuevo León	Terrestre	1.2	Gas	0	0.3	0.3	0.3	0.7
744	Vigilante	Tamaulipas	Terrestre	3.7	Gas	0	0	0	0	0.8
745	Villa Cárdenas	Tamaulipas	Terrestre	7.7	Gas	0	0.9	1.6	1.6	1.7
746	Visir	Tamaulipas	Terrestre	3.9	Gas	0	0	0	0	0
747	Vistoso	Veracruz	Transicional	17.5	Gas	0	0.1	0.1	0.1	5.2
748	Wayil	Aguas Territoriales	Marino	5.2	Aceite	44	11.5	13.5	19.3	95.3
749	Xanab	Aguas Territoriales	Marino	50.3	Aceite	33	200.7	228.5	289.8	1,023.40
750	Xaxamani	Veracruz	Transicional	5.7	Aceite y Gas	25	0	7.2	15.2	84.6
751	Xicalango	Campeche	Terrestre	48	Gas	0	0.8	0.8	0.8	5.1
752	Xicope	Aguas Territoriales	Marino	6	Gas	0	0	0	6.9	10.4
753	Xocotla	Veracruz	Terrestre	5.1	Aceite	16	0	0	0.1	2.8
754	Xulum	Aguas Territoriales	Marino	41.4	Aceite	16.5	0	17.7	97.3	646.5
755	Xux	Aguas Territoriales	Marino	27.9	Aceite	39.5	186.4	216	387.8	893.3
756	Yac	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	0	0	0.1	0.2
757	Yagual	Tabasco	Terrestre	67.7	Aceite	33.7	21.4	24.9	24.9	184.4
758	Yaxché	Aguas Territoriales	Marino	35.1	Aceite	35.7	59.2	109.5	190.6	1,101.50
759	Yetic	Aguas Territoriales	Marino	3.6	Aceite y Gas	27	0	0	2	10.4
760	Yum	Aguas Territoriales	Marino	15.6	Aceite	44.5	3.2	9.9	14.4	88.8
761	Zaap	Aguas Territoriales	Marino	49.8	Aceite	19.7	980.2	1,007.60	1,043.50	4,459.10
762	Zacamixtle	Veracruz	Terrestre	9	Aceite	20	0	0	0	47.4
763	Zacate	Nuevo León	Terrestre	19.2	Gas	0	6.6	11.5	12.3	12.5

	Campo	Estado	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
764	Zapotalillo	Veracruz	Terrestre	12.1	Aceite	31.1	0	0	0.3	4.9
765	Zaragoza	Tabasco	Terrestre	4.7	Gas	0	0	0	0.5	1
766	Zazil-Ha	Aguas Territoriales	Marino	9.5	Aceite	9	0	0	18.9	268.7
767	Zorro	Coahuila	Terrestre	0.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.2
768	Zuloaga	Coahuila	Terrestre	2	Gas	0	0	0	0	0.1

ANEXO 2. Campos a licitar para la extracción de hidrocarburos

A continuación se presenta el listado de las áreas contractuales del Plan Quinquenal, así como sus detalles de información técnica relevante. En caso de que usted realice la encuesta a la industria o entidad federativa se solicita que utilice el código definido en la columna "Identificador de área" para asociar la información de cada una de las áreas a las secciones respectivas del documento. Este código permite identificar el área entre este documento, el archivo *pdf* y los mapas anexos.

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Aguas Profundas	Ronda 2	AP2001	Lalail	Aguas Territoriales	236.3
Aguas Profundas	Ronda 2	AP2002	Leek	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Profundas	Ronda 2	AP2003	Nen	Aguas Territoriales	136.0
Aguas Profundas	Ronda 2	AP2004	Noxal	Aguas Territoriales	116.7
Aguas Profundas	Total Ronda 2				489.0
Total Aguas Profundas					489.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS2001	Chukua	Aguas Territoriales	35.7
Aguas Someras	Ronda 2	AS2002	Kanché	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS2003	Kay	Aguas Territoriales	5.1
Aguas Someras	Ronda 2	AS2004	Kix	Aguas Territoriales	184.3
Aguas Someras	Ronda 2	AS2005	Kosni	Aguas Territoriales	48.7
Aguas Someras	Ronda 2	AS2006	Lem	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS2007	Makech	Aguas Territoriales	146.5
Aguas Someras	Ronda 2	AS2008	Namaca	Aguas Territoriales	13.9
Aguas Someras	Ronda 2	AS2009	Tabascoob	Aguas Territoriales	38.6
Aguas Someras	Ronda 2	AS2010	Teekit	Aguas Territoriales	65.6
Aguas Someras	Ronda 2	AS2011	Tiburón	Aguas Territoriales	66.9
Aguas Someras	Ronda 2	AS2012	Tunich	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS2013	Uchak	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS2014	Xicope	Aguas Territoriales	10.8
Aguas Someras	Total Ronda 2				616.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2015	Akpul	Aguas Territoriales	54.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS2016	Alux	Aguas Territoriales	108.3

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Aguas Someras	Ronda 3	AS2017	Cangrejo	Aguas Territoriales	0.3
Aguas Someras	Ronda 3	AS2018	Citam	Aguas Territoriales	97.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS2019	Escualo	Aguas Territoriales	3.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS2020	Hap	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2021	Hayabil	Aguas Territoriales	8.3
Aguas Someras	Ronda 3	AS2022	Isiw	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2023	Itla	Aguas Territoriales	61.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS2024	Kopó	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2025	Mejillón	Aguas Territoriales	77.1
Aguas Someras	Ronda 3	AS2026	Men	Aguas Territoriales	53.4
Aguas Someras	Ronda 3	AS2027	Poctli	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2028	Santa Ana	Aguas Territoriales	130.1
Aguas Someras	Ronda 3	AS2029	Thel	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2030	Tintorera	Aguas Territoriales	0.7
Aguas Someras	Ronda 3	AS2031	Toloc	Aguas Territoriales	70.7
Aguas Someras	Ronda 3	AS2032	Után	Aguas Territoriales	16.5
Aguas Someras	Ronda 3	AS2033	Wayil	Aguas Territoriales	100.1
Aguas Someras	Ronda 3	AS2034	Winak	Aguas Territoriales	0.0
Aguas Someras	Ronda 3	AS2035	Xaxamani	Aguas Territoriales	85.5
Aguas Someras	Ronda 3	AS2036	Xulum	Aguas Territoriales	648.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS2037	Yetic	Aguas Territoriales	10.5
Aguas Someras	Total Ronda 3				1,527.4
Aguas Someras	Ronda 4	AS2038	Misión	Aguas Territoriales	147.4
Aguas Someras	Ronda 4	AS2039	Nak	Aguas Territoriales	252.1
Aguas Someras	Total Ronda 4				399.4
Total Aguas Someras					2,542.9
Chicontepec	Ronda 1	CH2001	Agua Nacida	Veracruz	1,627.3
Chicontepec	Ronda 1	CH2002	Amatitlán	Veracruz	1,347.9

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Chicontepec	Ronda 1	CH2003	Coyol	Puebla, Veracruz	3,007.1
Chicontepec	Ronda 1	CH2004	Coyotes	Veracruz	1,239.2
Chicontepec	Ronda 1	CH2005	Furbero	Veracruz	5,719.9
Chicontepec	Ronda 1	CH2006	Horcones	Veracruz	1,187.0
Chicontepec	Ronda 1	CH2007	Humapa	Puebla, Veracruz	2,425.1
Chicontepec	Ronda 1	CH2008	Pastoría	Hidalgo, Veracruz	3,481.4
Chicontepec	Ronda 1	CH2009	Presidente Alemán	Veracruz	3,651.0
Chicontepec	Ronda 1	CH2010	Remolino	Veracruz	2,735.4
Chicontepec	Ronda 1	CH2011	Sábana Grande	Veracruz	7,568.5
Chicontepec	Ronda 1	CH2012	Tenexcuila	Veracruz	8,161.2
Chicontepec	Total Ronda 1				42,150.9
Total Chicontepec					42,150.9
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2001	Alak	Aguas Territoriales	278.2
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2002	Baksha	Aguas Territoriales	461.9
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2003	Chapabil	Aguas Territoriales	1,066.1
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2004	Kach	Aguas Territoriales	601.6
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2005	Kastelán	Aguas Territoriales	630.3
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2006	Kayab	Aguas Territoriales	7,116.6
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2007	Mené	Aguas Territoriales	211.7
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2008	Pit	Aguas Territoriales	2,913.5
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2009	Pohp	Aguas Territoriales	1,316.6
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2010	Tson	Aguas Territoriales	1,137.3
Extra-Pesados	Ronda 1	EP2011	Zazil-Ha	Aguas Territoriales	269.6
Extra-Pesados	Total Ronda 1				16,003.3
Extra-Pesados	Ronda 2	EP2012	Nab	Aguas Territoriales	414.6
Extra-Pesados	Ronda 2	EP2013	Numan	Aguas Territoriales	261.8
Extra-Pesados	Total Ronda 2				676.4
Total Extra-Pesados					16,679.7

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpc)
Terrestres	Ronda 1	TE2001	Barcodón	Tamaulipas	100.9
Terrestres	Ronda 1	TE2002	Benavides	Nuevo León	15.6
Terrestres	Ronda 1	TE2003	Calibrador	Nuevo León	4.6
Terrestres	Ronda 1	TE2004	Calicanto	Tabasco	0.9
Terrestres	Ronda 1	TE2005	Carretas	Nuevo León	8.0
Terrestres	Ronda 1	TE2006	Catedral	Chiapas	60.1
Terrestres	Ronda 1	TE2007	Cuichapa-Poniente	Veracruz	324.4
Terrestres	Ronda 1	TE2008	Duna	Nuevo León	6.3
Terrestres	Ronda 1	TE2009	Fortuna Nacional	Tabasco	13.9
Terrestres	Ronda 1	TE2010	La Laja	Veracruz	1.6
Terrestres	Ronda 1	TE2011	Malva	Chiapas	22.2
Terrestres	Ronda 1	TE2012	Mareógrafo	Nuevo León	8.0
Terrestres	Ronda 1	TE2013	Mayacaste	Tabasco	31.9
Terrestres	Ronda 1	TE2014	Moloacán	Veracruz	202.0
Terrestres	Ronda 1	TE2015	Mundo Nuevo	Chiapas	101.5
Terrestres	Ronda 1	TE2016	Paraíso	Tabasco	86.0
Terrestres	Ronda 1	TE2017	Paso de Oro	Veracruz	0.3
Terrestres	Ronda 1	TE2018	Peña Blanca	Nuevo León	15.8
Terrestres	Ronda 1	TE2019	Pontón	Veracruz	7.3
Terrestres	Ronda 1	TE2020	Ricos	Tamaulipas	8.8
Terrestres	Ronda 1	TE2021	San Bernardo	Nuevo León	5.2
Terrestres	Ronda 1	TE2022	Secadero	Chiapas	6.7
Terrestres	Ronda 1	TE2023	Tajón	Tabasco	734.9
Terrestres	Ronda 1	TE2024	Tecolutla	Veracruz	7.3
Terrestres	Ronda 1	TE2025	Topén	Chiapas	43.2
Terrestres	Total Ronda 1				1,817.5
Terrestres	Ronda 2	TE2026	Achual	Tabasco	0.5
Terrestres	Ronda 2	TE2027	Alondra	Nuevo León	19.2



Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Terrestres	Ronda 2	TE2028	Anguilas	Veracruz	1.6
Terrestres	Ronda 2	TE2029	Antiguo	Tamaulipas	0.9
Terrestres	Ronda 2	TE2030	Arroyo Zanapa	Chiapas, Tabasco	80.1
Terrestres	Ronda 2	TE2031	Ayapa	Tabasco	22.6
Terrestres	Ronda 2	TE2032	Azúcar	Tamaulipas	0.6
Terrestres	Ronda 2	TE2033	Brasil	Tamaulipas	28.2
Terrestres	Ronda 2	TE2034	Cafeto	Tabasco	30.7
Terrestres	Ronda 2	TE2035	Calabaza	Nuevo León	9.1
Terrestres	Ronda 2	TE2036	Caravana	Tamaulipas	0.9
Terrestres	Ronda 2	TE2037	Carlos	Nuevo León, Tamaulipas	8.6
Terrestres	Ronda 2	TE2038	Carmito	Chiapas	83.8
Terrestres	Ronda 2	TE2039	China	Nuevo León	2.7
Terrestres	Ronda 2	TE2040	Conquistador	Nuevo León, Tamaulipas	4.5
Terrestres	Ronda 2	TE2041	Dieciocho de Marzo	Tamaulipas	14.5
Terrestres	Ronda 2	TE2042	El Plan	Tabasco, Veracruz	237.6
Terrestres	Ronda 2	TE2043	Explorador	Tamaulipas	0.4
Terrestres	Ronda 2	TE2044	Francisco Cano	Tamaulipas	26.7
Terrestres	Ronda 2	TE2045	Gigante	Tamaulipas	2.4
Terrestres	Ronda 2	TE2046	Gran Morelos	Veracruz	38.7
Terrestres	Ronda 2	TE2047	Hallazgo	Veracruz	165.9
Terrestres	Ronda 2	TE2048	Huatempo	Tamaulipas	0.4
Terrestres	Ronda 2	TE2049	Iris	Tabasco	26.8
Terrestres	Ronda 2	TE2050	Jaraguay	Tamaulipas	4.7
Terrestres	Ronda 2	TE2051	La Central	Tabasco	10.3
Terrestres	Ronda 2	TE2052	La Venta	Tabasco	172.1
Terrestres	Ronda 2	TE2053	Lerma	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 2	TE2054	Lobo	Nuevo León	0.7
Terrestres	Ronda 2	TE2055	Miguel Hidalgo	Veracruz	47.3

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Terrestres	Ronda 2	TE2057	Pálmara	Veracruz	9.0
Terrestres	Ronda 2	TE2058	Picadillo	Nuevo León	2.5
Terrestres	Ronda 2	TE2059	Pípila	Tamaulipas	4.1
Terrestres	Ronda 2	TE2060	Pitahaya	Veracruz	0.1
Terrestres	Ronda 2	TE2061	Presidente Alemán PR	Veracruz	28.1
Terrestres	Ronda 2	TE2062	Primavera	Nuevo León	4.4
Terrestres	Ronda 2	TE2063	Remolino PR	Veracruz	95.3
Terrestres	Ronda 2	TE2064	Reno	Tamaulipas	1.8
Terrestres	Ronda 2	TE2065	Rosal	Tamaulipas	1.0
Terrestres	Ronda 2	TE2066	Tepeyil	Tabasco	194.2
Terrestres	Ronda 2	TE2067	Tonalá	Tabasco, Veracruz	99.9
Terrestres	Ronda 2	TE2068	Treviño	Tamaulipas	53.0
Terrestres	Ronda 2	TE2069	Vernet	Tabasco	63.5
Terrestres	Total Ronda 2				1,599.5
Terrestres	Ronda 3	TE2070	Alameda	Tabasco	26.0
Terrestres	Ronda 3	TE2071	Atajo	Nuevo León	0.7
Terrestres	Ronda 3	TE2072	Axón	Tamaulipas	1.6
Terrestres	Ronda 3	TE2073	Azor	Tamaulipas	3.5
Terrestres	Ronda 3	TE2074	Bonanza	Tamaulipas	3.1
Terrestres	Ronda 3	TE2075	Bragado	Nuevo León	2.5
Terrestres	Ronda 3	TE2076	Casa Roja	Coahuila	3.8
Terrestres	Ronda 3	TE2077	Casta	Tamaulipas	0.8
Terrestres	Ronda 3	TE2078	Chalupa	Tamaulipas	2.1
Terrestres	Ronda 3	TE2079	Concepción	Veracruz	47.0
Terrestres	Ronda 3	TE2080	Ecatl	Tamaulipas	4.2
Terrestres	Ronda 3	TE2081	Fénix	Tabasco	65.7
Terrestres	Ronda 3	TE2082	Filadelfia	Tamaulipas	2.4
Terrestres	Ronda 3	TE2083	Fitón	Tamaulipas	1.3

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Terrestres	Ronda 3	TE2084	Fósil	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 3	TE2085	Granaditas	Tamaulipas	3.1
Terrestres	Ronda 3	TE2086	Grande	Tamaulipas	5.1
Terrestres	Ronda 3	TE2087	Güiro	Tabasco	1.4
Terrestres	Ronda 3	TE2088	Gutiérrez Zamora	Veracruz	2.0
Terrestres	Ronda 3	TE2089	Ita	Tamaulipas	3.0
Terrestres	Ronda 3	TE2090	Jabalina	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 3	TE2091	Jardín	Veracruz	0.0
Terrestres	Ronda 3	TE2092	Mecoacán	Tabasco	96.2
Terrestres	Ronda 3	TE2093	Mixtán	Veracruz	4.2
Terrestres	Ronda 3	TE2094	Organdí	Tamaulipas	5.8
Terrestres	Ronda 3	TE2095	Paleoarcos	Tamaulipas	2.2
Terrestres	Ronda 3	TE2096	Palito Blanco	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 3	TE2097	Pame	Tamaulipas	8.4
Terrestres	Ronda 3	TE2098	Panal	Tabasco, Veracruz	8.9
Terrestres	Ronda 3	TE2099	Parritas	Tamaulipas	7.3
Terrestres	Ronda 3	TE2100	Paso Real	Veracruz	0.0
Terrestres	Ronda 3	TE2101	Patriota	Tamaulipas	0.2
Terrestres	Ronda 3	TE2102	Pital y Mozutla	Veracruz	3.4
Terrestres	Ronda 3	TE2103	Riachuelo	Veracruz	4.7
Terrestres	Ronda 3	TE2104	Río Bravo	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 3	TE2105	Rusco	Tamaulipas	4.8
Terrestres	Ronda 3	TE2106	Santiago	Puebla	6.5
Terrestres	Ronda 3	TE2107	Silozúchil	Veracruz	0.4
Terrestres	Ronda 3	TE2108	Socavón	Tamaulipas	0.3
Terrestres	Ronda 3	TE2109	Talud	Nuevo León	1.2
Terrestres	Ronda 3	TE2110	Totonaca	Tamaulipas	0.4
Terrestres	Ronda 3	TE2111	Unicornio	Tamaulipas	0.9

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Terrestres	Ronda 3	TE2112	Valioso	Tamaulipas	0.9
Terrestres	Ronda 3	TE2113	Viche	Tabasco	0.8
Terrestres	Ronda 3	TE2114	Vigilante	Tamaulipas	0.9
Terrestres	Ronda 3	TE2115	Yac	Tamaulipas	0.2
Terrestres	Total Ronda 3				338.1
Terrestres	Ronda 4	TE2116	Acachu	Tabasco	4.6
Terrestres	Ronda 4	TE2117	Acuyo	Chiapas	11.4
Terrestres	Ronda 4	TE2118	Agami	Tamaulipas	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2119	Ágata	Veracruz	23.2
Terrestres	Ronda 4	TE2120	Agua Blanca	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2121	Alambra	Nuevo León	1.8
Terrestres	Ronda 4	TE2122	Algodonero	Nuevo León	0.3
Terrestres	Ronda 4	TE2123	Anona	Tamaulipas	0.7
Terrestres	Ronda 4	TE2124	Aquiles	Tamaulipas	2.2
Terrestres	Ronda 4	TE2125	Azabache	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2126	Bejuco	Veracruz	1.2
Terrestres	Ronda 4	TE2127	Caballero	Tamaulipas	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2128	Cadena	Nuevo León, Tamaulipas	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2129	Capitán	Nuevo León	0.1
Terrestres	Ronda 4	TE2130	Carlota	Nuevo León, Tamaulipas	0.3
Terrestres	Ronda 4	TE2131	Chirimoyo	Chiapas	45.5
Terrestres	Ronda 4	TE2132	Coyula PR	Puebla	0.3
Terrestres	Ronda 4	TE2133	Cruz	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2134	Doctor	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2135	Doctor Coss	Nuevo León	0.4
Terrestres	Ronda 4	TE2136	El Burro	Veracruz	75.8
Terrestres	Ronda 4	TE2137	Escobedo	Tamaulipas	1.8
Terrestres	Ronda 4	TE2138	Filisola	Veracruz	35.7

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Terrestres	Ronda 4	TE2139	Guillermo Prieto	Tamaulipas	6.2
Terrestres	Ronda 4	TE2140	Gurumal	Veracruz	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2141	Higuerón	Veracruz	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2142	Indígena	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 4	TE2143	Ixhuatlán	Veracruz	84.7
Terrestres	Ronda 4	TE2144	Las Cañas	Veracruz	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2145	Llorón	Tamaulipas	0.4
Terrestres	Ronda 4	TE2146	Manuel Rodríguez Aguilar	Veracruz	2.1
Terrestres	Ronda 4	TE2147	Mecatepec Norte	Veracruz	0.4
Terrestres	Ronda 4	TE2148	Mirador	Veracruz	1.2
Terrestres	Ronda 4	TE2149	Nilo	Tamaulipas	0.6
Terrestres	Ronda 4	TE2150	Níquel	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2151	Novillero	Veracruz	2.7
Terrestres	Ronda 4	TE2152	Nutria	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 4	TE2153	Piedra de Cal	Veracruz	3.3
Terrestres	Ronda 4	TE2154	Pinole	Tamaulipas	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2155	Plan de Oro	Veracruz	2.4
Terrestres	Ronda 4	TE2156	Pobladores	Nuevo León	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2157	Polvareda	Tamaulipas	2.9
Terrestres	Ronda 4	TE2158	Pomela	Tabasco	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2159	Presita	Tamaulipas	2.5
Terrestres	Ronda 4	TE2160	Ramírez	Tamaulipas	1.3
Terrestres	Ronda 4	TE2161	René	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 4	TE2162	Santa Fe	Tamaulipas	0.0
Terrestres	Ronda 4	TE2163	Santa Rosa	Veracruz	5.3
Terrestres	Ronda 4	TE2164	Siamés	Veracruz	1.4
Terrestres	Ronda 4	TE2165	Surco	Nuevo León	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2166	Tajín PR	Veracruz	0.8



Clasificación	Ronda	Identificador de área	Campo	Entidad federativa	Recurso remanente (MMbpce)
Terrestres	Ronda 4	TE2167	Tordo	Tamaulipas	0.2
Terrestres	Ronda 4	TE2168	Vagabundo	Tamaulipas	0.1
Terrestres	Ronda 4	TE2169	Vigía	Nuevo León	1.0
Terrestres	Ronda 4	TE2170	Zapotal	Veracruz	0.0
Terrestres	Total Ronda 4				326.8
Total Terrestres					4,082.0
Total general					65,944.5

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

A continuación se presenta el listado de las áreas contractuales del Plan Quinquenal, así como sus detalles de información técnica relevante. En caso de que usted realice la encuesta a la industria o entidad federativa se solicita que utilice el código definido en la columna "Identificador de Área" para asociar la información de cada una de las áreas a las secciones respectivas del documento. Este código permite identificar el área entre este documento, el archivo pdf y los mapas anexos.

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Provincia	Entidad federativa	Recurso prospectivo (P _{media}) con riesgo (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Ronda 1	AP1001	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	781.4	10,824.5
Aguas Profundas	Ronda 1	AP1002	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	739.6	4,792.3
Aguas Profundas	Ronda 1	AP1003	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	636.6	2,976.6
Aguas Profundas	Ronda 1	AP1004	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	95.5	651.1
Aguas Profundas	Ronda 1	AP1005	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	516.1	3,563.6
Aguas Profundas	Ronda 1	AP1006	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	0.0	1,026.9
Aguas Profundas	Total Ronda 1				2,769.3	23,835.0
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1007	Cinturón Plegado Perdido	Aguas Territoriales	92.3	1,054.1
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1008	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	415.0	11,352.3
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1009	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	75.5	1,007.3
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1010	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	252.1	1,952.1
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1011	Cordilleras Mexicanas	Aguas Territoriales	1,144.9	13,111.6
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1012	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	73.9	1,347.6
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1013	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	45.9	2,968.7
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1014	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	139.5	5,789.5
Aguas Profundas	Ronda 2	AP1015	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	43.3	1,370.3
Aguas Profundas	Total Ronda 2				2,282.4	39,953.6
Aguas Profundas	Ronda 3	AP1016	Cinturón Plegado de Catemaco	Aguas Territoriales	0.0	575.0
Aguas Profundas	Ronda 3	AP1017	Cordilleras Mexicanas	Aguas Territoriales	860.8	7,855.1
Aguas Profundas	Ronda 3	AP1018	Cordilleras Mexicanas	Aguas Territoriales	13.0	2,084.2
Aguas Profundas	Ronda 3	AP1019	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	125.3	2,289.4

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Provincia	Entidad federativa	Recurso prospectivo (P _{media}) con riesgo (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Ronda 3	AP1020	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	288.3	3,090.7
Aguas Profundas	Ronda 3	AP1021	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	445.0	4,808.3
Aguas Profundas	Total Ronda 3				1,732.4	20,702.8
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1022	Cinturón Plegado Perdido	Aguas Territoriales	190.8	1,445.7
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1023	Cinturón Plegado Perdido	Aguas Territoriales	164.4	7,725.1
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1024	Cinturón Subsalino	Aguas Territoriales	0.0	1,737.1
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1025	Cordilleras Mexicanas	Aguas Territoriales	300.9	6,892.7
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1026	Cordilleras Mexicanas	Aguas Territoriales	463.1	6,920.7
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1027	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	441.4	8,796.6
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1028	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	166.1	1,751.7
Aguas Profundas	Ronda 4	AP1029	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	424.9	2,523.9
Aguas Profundas	Total Ronda 4				2,151.7	37,793.5
Total Aguas Profundas					8,935.8	122,284.9
Aguas Someras	Ronda 2	AS1001	Burgos	Aguas Territoriales	349.0	3,671.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS1002	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	549.4	4,615.0
Aguas Someras	Ronda 2	AS1003	Tampico-Misantla	Aguas Territoriales	212.7	2,847.6
Aguas Someras	Total Ronda 2				1,111.1	11,133.5
Aguas Someras	Ronda 3	AS1004	Burgos	Aguas Territoriales	444.2	5,834.4
Aguas Someras	Ronda 3	AS1005	Burgos	Aguas Territoriales	183.9	4,314.8
Aguas Someras	Ronda 3	AS1006	Macuspana	Aguas Territoriales	32.1	1,071.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS1007	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	46.7	194.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS1008	Salina del Istmo	Aguas Territoriales	130.8	2,405.6
Aguas Someras	Ronda 3	AS1009	Tampico-Misantla	Aguas Territoriales	718.9	6,631.8
Aguas Someras	Total Ronda 3				1,556.6	20,453.0
Aguas Someras	Ronda 4	AS1010	Burgos	Aguas Territoriales	221.9	4,124.8
Aguas Someras	Ronda 4	AS1011	Pilar Reforma-Akal	Aguas Territoriales	7.8	462.2
Aguas Someras	Ronda 4	AS1012	Plataforma de Yucatan	Aguas Territoriales	13.5	461.6

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Provincia	Entidad federativa	Recurso prospectivo (P _{media}) con riesgo (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Someras	Ronda 4	AS1013	Tampico-Misantla	Aguas Territoriales	252.1	2,489.9
Aguas Someras	Ronda 4	AS1014	Tampico-Misantla	Aguas Territoriales	97.2	1,376.7
Aguas Someras	Ronda 4	AS1015	Tampico-Misantla	Aguas Territoriales	25.8	418.0
Aguas Someras	Ronda 4	AS1016	Tampico-Misantla	Aguas Territoriales	99.6	823.9
Aguas Someras	Ronda 4	AS1017	Veracruz	Aguas Territoriales	285.4	2,020.9
Aguas Someras	Total Ronda 4				1,003.4	12,177.9
Total Aguas Someras					3,671.1	43,764.4
Terrestres	Ronda 2	TE1001	Burgos	Tamaulipas	128.9	1,854.0
Terrestres	Ronda 2	TE1002	Burgos	Tamaulipas	54.6	1,294.3
Terrestres	Ronda 2	TE1003	Salina del Istmo	Veracruz	44.9	777.3
Terrestres	Ronda 2	TE1004	Salina del Istmo	Veracruz	54.1	782.8
Terrestres	Ronda 2	TE1005	Tampico-Misantla	Puebla, Veracruz	13.6	574.0
Terrestres	Ronda 2	TE1006	Tampico-Misantla	Hidalgo, Veracruz	36.6	1,394.8
Terrestres	Ronda 2	TE1007	Tampico-Misantla	Veracruz	17.6	2,650.5
Terrestres	Ronda 2	TE1008	Tampico-Misantla	Veracruz	0.0	37.1
Terrestres	Ronda 2	TE1009	Veracruz	Veracruz	66.9	1,585.6
Terrestres	Total Ronda 2				417.3	10,950.4
Terrestres	Ronda 3	TE1010	Burgos	Nuevo León, Tamaulipas	128.4	3,223.8
Terrestres	Ronda 3	TE1011	Macuspana	Tabasco	82.5	1,358.5
Terrestres	Ronda 3	TE1012	Tampico-Misantla	Veracruz	2.5	128.5
Terrestres	Ronda 3	TE1013	Tampico-Misantla	Veracruz	5.6	453.0
Terrestres	Ronda 3	TE1014	Tampico-Misantla	Veracruz	49.4	2,317.5
Terrestres	Ronda 3	TE1015	Veracruz	Veracruz	28.1	447.2
Terrestres	Ronda 3	TE1016	Veracruz	Veracruz	3.3	145.6
Terrestres	Total Ronda 3				299.8	8,074.0
Terrestres	Ronda 4	TE1017	Burgos	Nuevo León, Tamaulipas	90.0	2,099.1
Terrestres	Ronda 4	TE1018	Burgos	Tamaulipas	32.7	652.1

Clasificación	Ronda	Identificador de área	Provincia	Entidad federativa	Recurso prospectivo (P _{media}) con riesgo (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestres	Ronda 4	TE1019	Salina del Istmo	Veracruz	20.1	586.2
Terrestres	Ronda 4	TE1020	Tampico-Misantla	San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz	47.3	2,861.5
Terrestres	Ronda 4	TE1021	Veracruz	Oaxaca	12.3	313.4
Terrestres	Ronda 4	TE1022	Veracruz	Oaxaca, Veracruz	10.3	312.9
Terrestres	Ronda 4	TE1023	Veracruz	Oaxaca, Veracruz	5.5	139.7
Terrestres	Ronda 4	TE1024	Veracruz	Veracruz	10.0	162.6
Terrestres	Ronda 4	TE1025	Veracruz	Oaxaca, Veracruz	10.7	279.1
Terrestres	Ronda 4	TE1026	Veracruz	Veracruz	5.1	155.4
Terrestres	Total Ronda 4				244.0	7,561.9
Total Terrestres					961.1	26,586.3
Total general					13,568.1	192,635.6

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

A continuación se presenta el listado de las áreas contractuales del Plan Quinquenal, así como sus detalles de información técnica relevante. En caso de que usted realice la encuesta a la industria o entidad federativa se solicita que utilice el código definido en la columna "Identificador de Área" para asociar la información de cada una de las áreas a las secciones respectivas del documento. Este código permite identificar el área entre este documento, el archivo pdf y los mapas anexos.

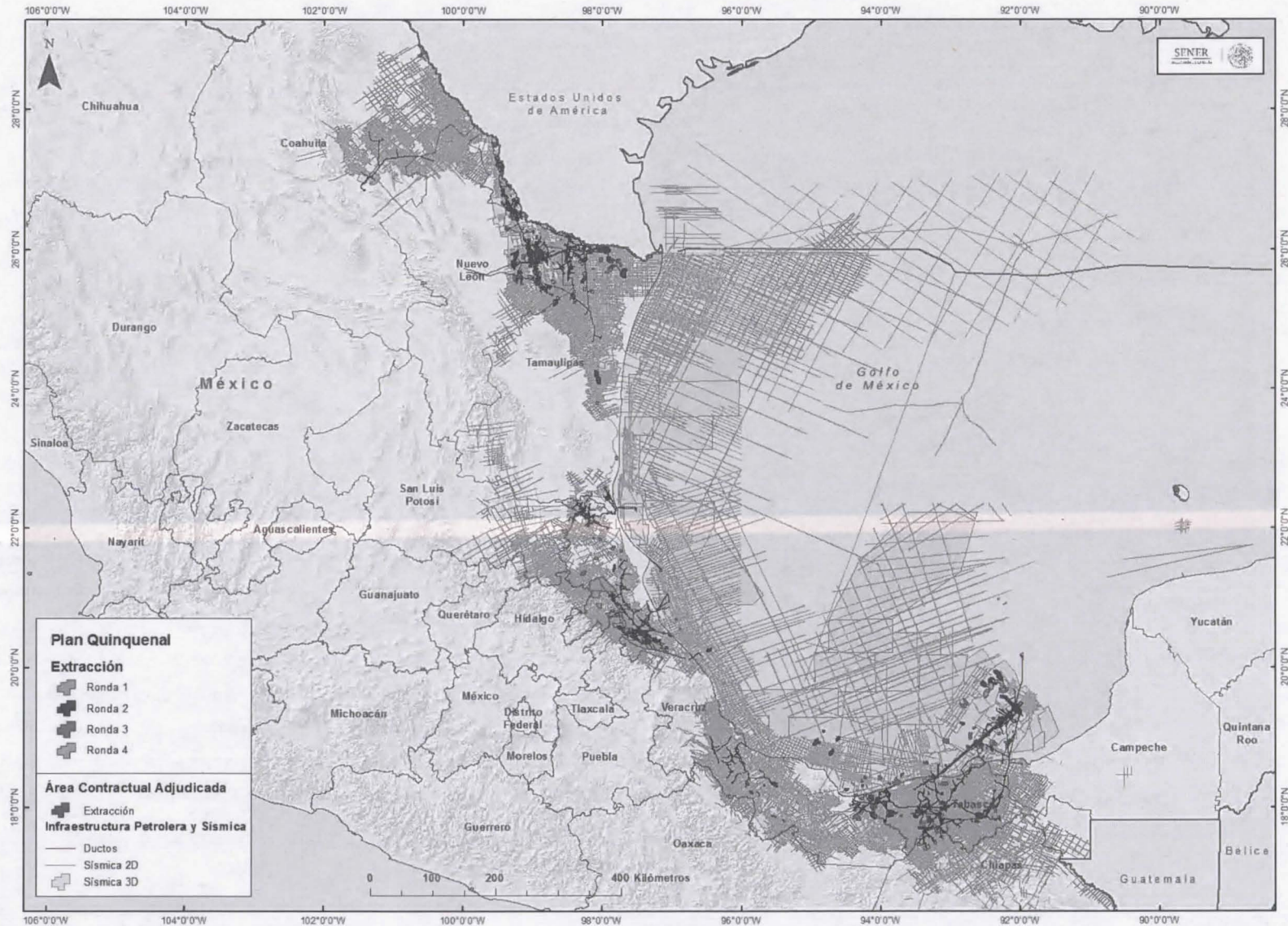
Clasificación	Ronda	Identificador	Provincia	Entidad Federativa	Recurso Prospectivo (P _{media}) (MMbpce)	Superficie (km ²)
No Convencional	Ronda 1	BR1001	Burgos	Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas	136.8	427.5
No Convencional	Ronda 1	TM1001	Tampico-Misantla	Veracruz	63.6	60.7
No Convencional	Ronda 1	TM1002	Tampico-Misantla	Hidalgo, Veracruz	406.2	350.9
No Convencional	Ronda 1	TM1003	Tampico-Misantla	Veracruz	1,045.1	1,402.0
No Convencional	Ronda 1	TM1004	Tampico-Misantla	San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz	4,312.4	3,609.5
No Convencional	Ronda 1	TM1005	Tampico-Misantla	San Luis Potosí	1,390.1	1,153.3
No Convencional	Total Ronda 1				7,354.2	7,004.0
No Convencional	Ronda 2	BP1001	Burro-Picachos	Nuevo León, Tamaulipas	460.3	811.9
No Convencional	Ronda 2	BR1002	Burgos	Tamaulipas	1,968.0	4,382.4
No Convencional	Ronda 2	BR1003	Burgos	Tamaulipas	1,102.0	1,950.1
No Convencional	Ronda 2	TM1006	Tampico-Misantla	Puebla, Veracruz	693.4	697.4
No Convencional	Ronda 2	TM1007	Tampico-Misantla	Veracruz	1,432.9	1,419.0
No Convencional	Ronda 2	TM1008	Tampico-Misantla	San Luis Potosí, Veracruz	1,798.1	1,486.5
No Convencional	Ronda 2	TM1009	Tampico-Misantla	Tamaulipas	149.7	123.8
No Convencional	Total Ronda 2				7,604.4	10,871.0
No Convencional	Ronda 3	BR1004	Burgos	Nuevo León, Tamaulipas	3,161.8	7,603.1
No Convencional	Ronda 3	TM1010	Tampico-Misantla	Veracruz	1,624.5	1,822.0
No Convencional	Ronda 3	TM1011	Tampico-Misantla	Veracruz	141.9	117.3
No Convencional	Ronda 3	TM1012	Tampico-Misantla	San Luis Potosí, Hidalgo, Veracruz	1,893.8	1,703.7
No Convencional	Total Ronda 3				6,822.1	11,246.1
No Convencional	Ronda 4	BP1002	Burro-Picachos	Coahuila	40.2	212.0
No Convencional	Ronda 4	BR1005	Burgos	Nuevo León, Tamaulipas	254.6	470.7



Clasificación	Ronda	Identificador	Provincia	Entidad Federativa	Recurso Prospectivo (P _{media}) (MMbpce)	Superficie (km ²)
No Convencional	Ronda 4	TM1013	Tampico-Misantla	Tamaulipas, Veracruz	104.9	117.4
No Convencional	Ronda 4	TM1014	Tampico-Misantla	Tamaulipas	610.8	1,053.3
No Convencional	Ronda 4	TM1015	Tampico-Misantla	Tamaulipas	805.8	1,170.4
No Convencional	Ronda 4	TM1016	Tampico-Misantla	Tamaulipas	1,450.9	2,323.0
No Convencional	Ronda 4	TM1017	Tampico-Misantla	Tamaulipas	228.1	362.3
No Convencional	Total Ronda 4				3,495.2	5,709.1
Total No Convencional					25,276.0	34,830.2
Total general					25,276.0	34,830.2

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

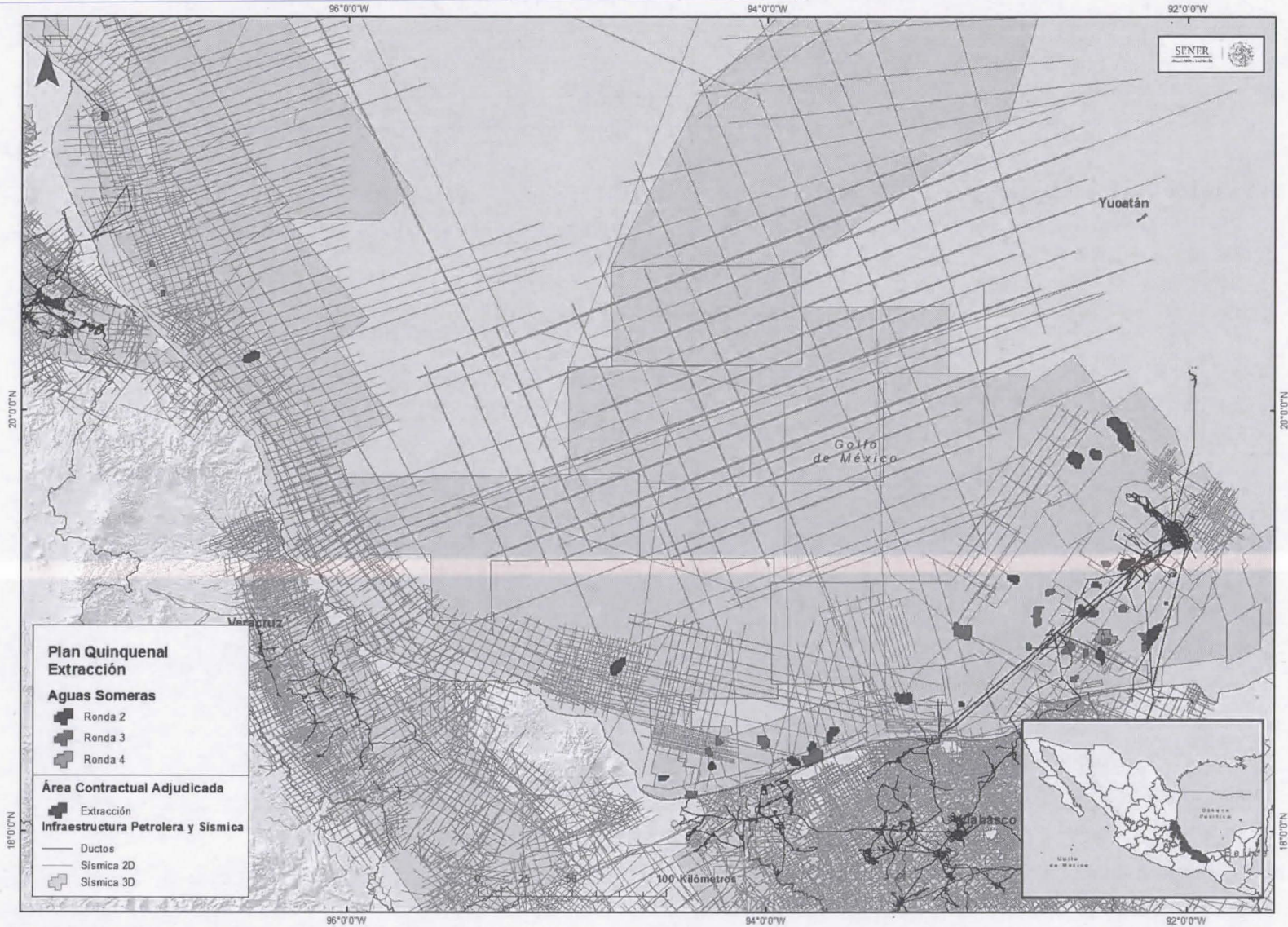
Mapa 21. Campos de extracción a licitar.



Mapa 22.-Campos de extracción a licitar, Aguas Profundas.



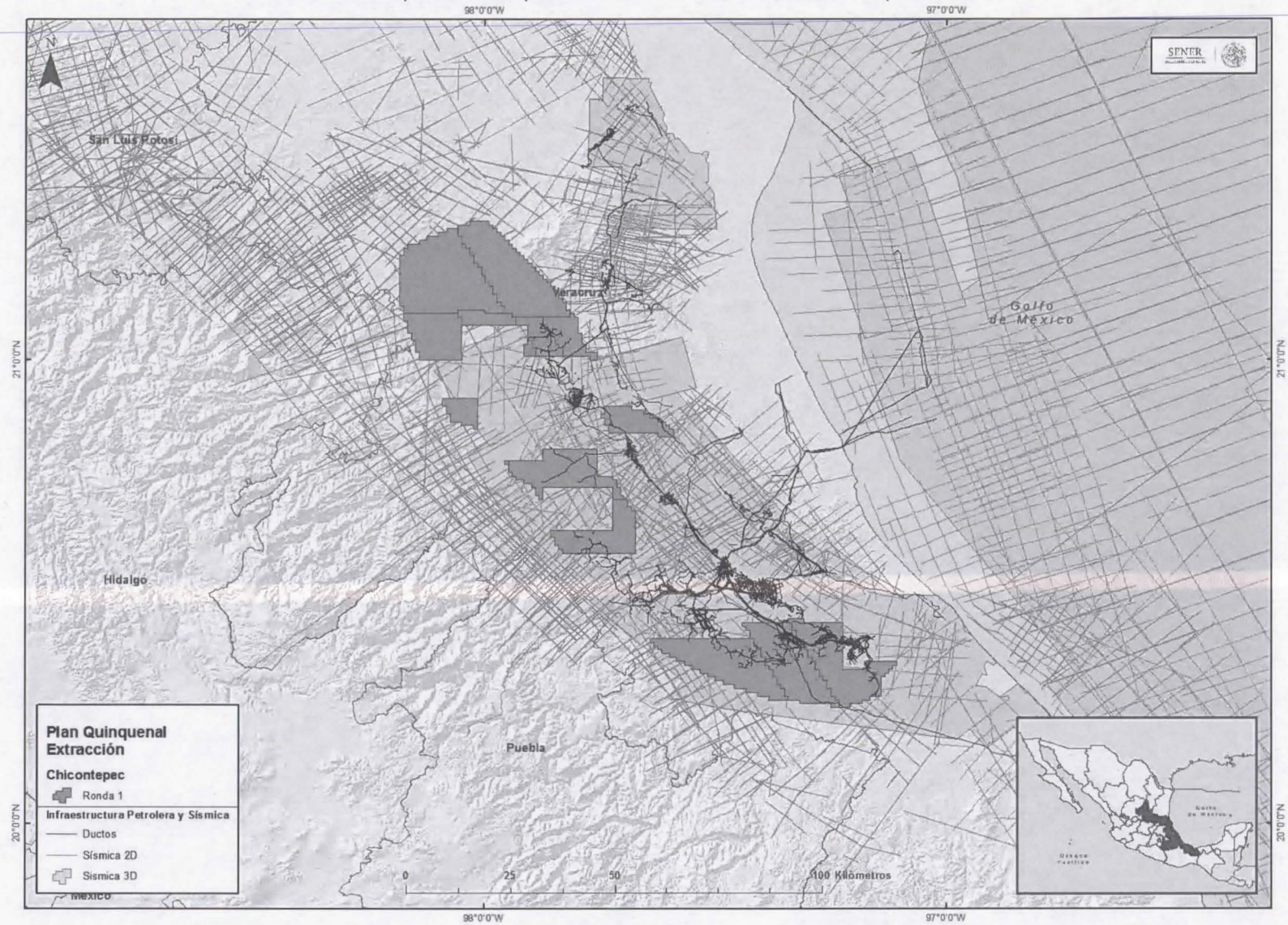
Mapa 23.-Campos de extracción a licitar, Aguas Someras.



Mapa 24.-Campos de extracción a licitar, Aceites Pesados.



Mapa 25.-Campos de extracción a licitar, Chicontepec.

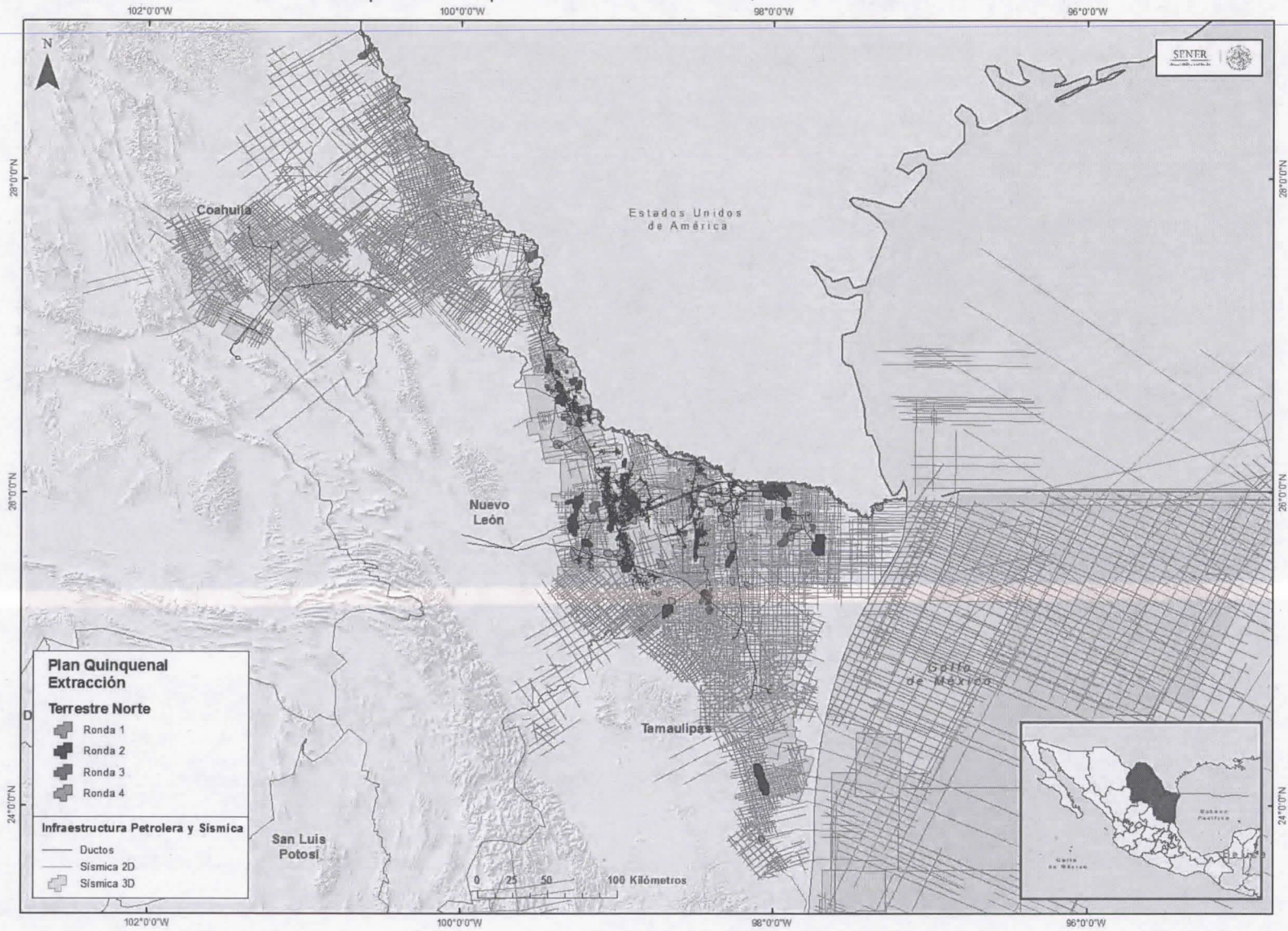


Mapa 26.-Campos de extracción a licitar, Terrestres Sur.

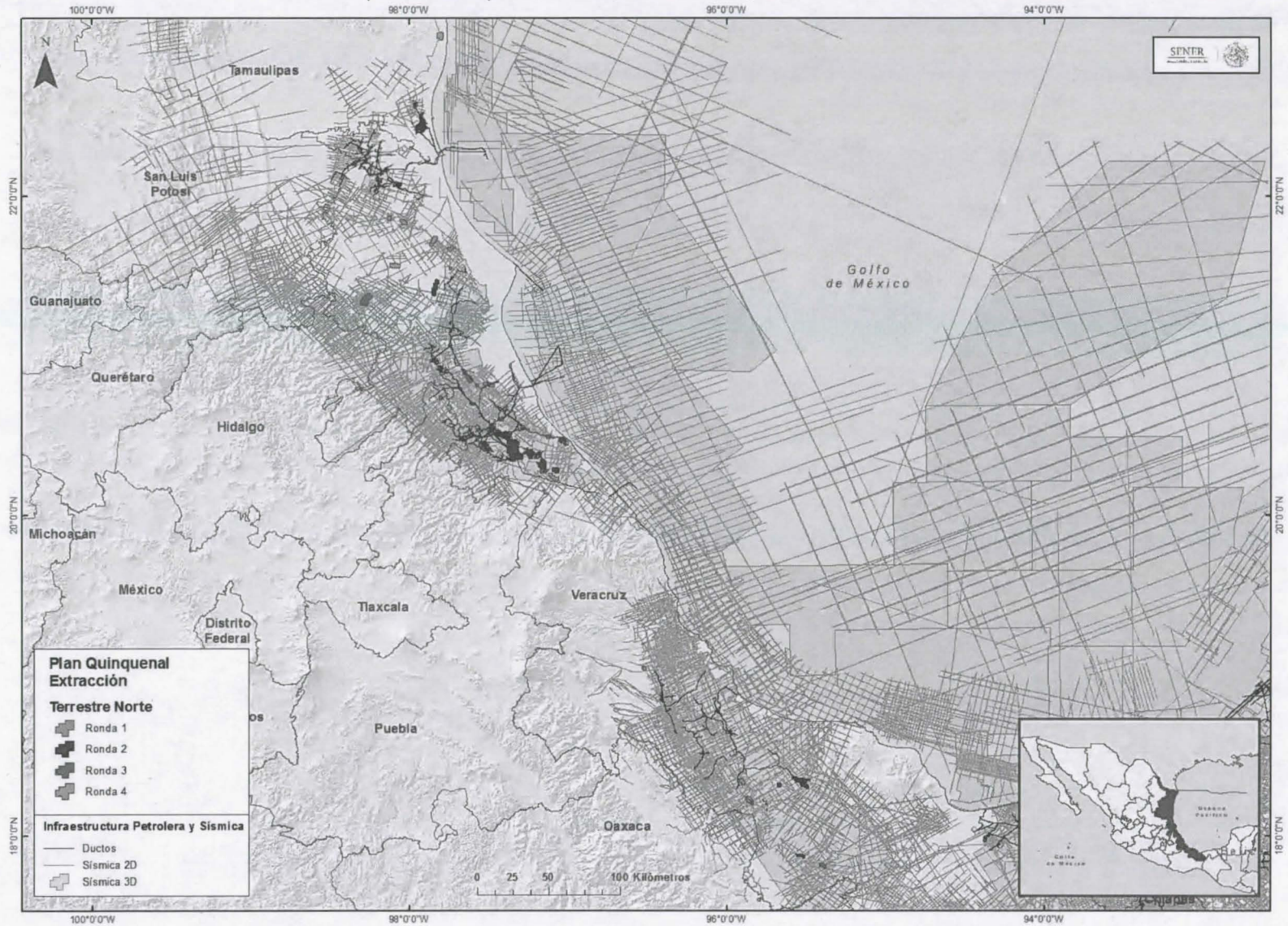




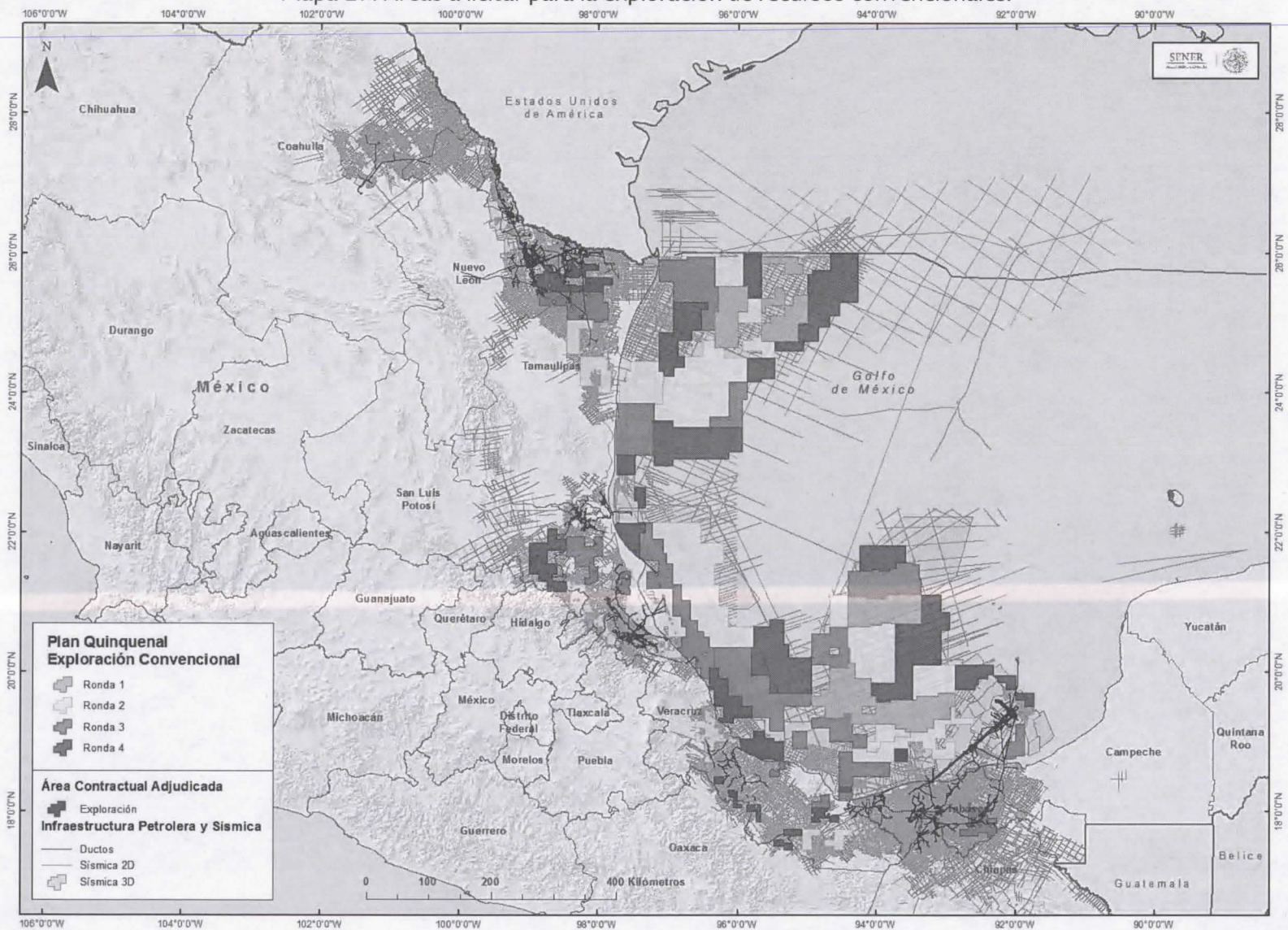
Mapa 27.-Campos de extracción a licitar, Terrestres Norte 1.



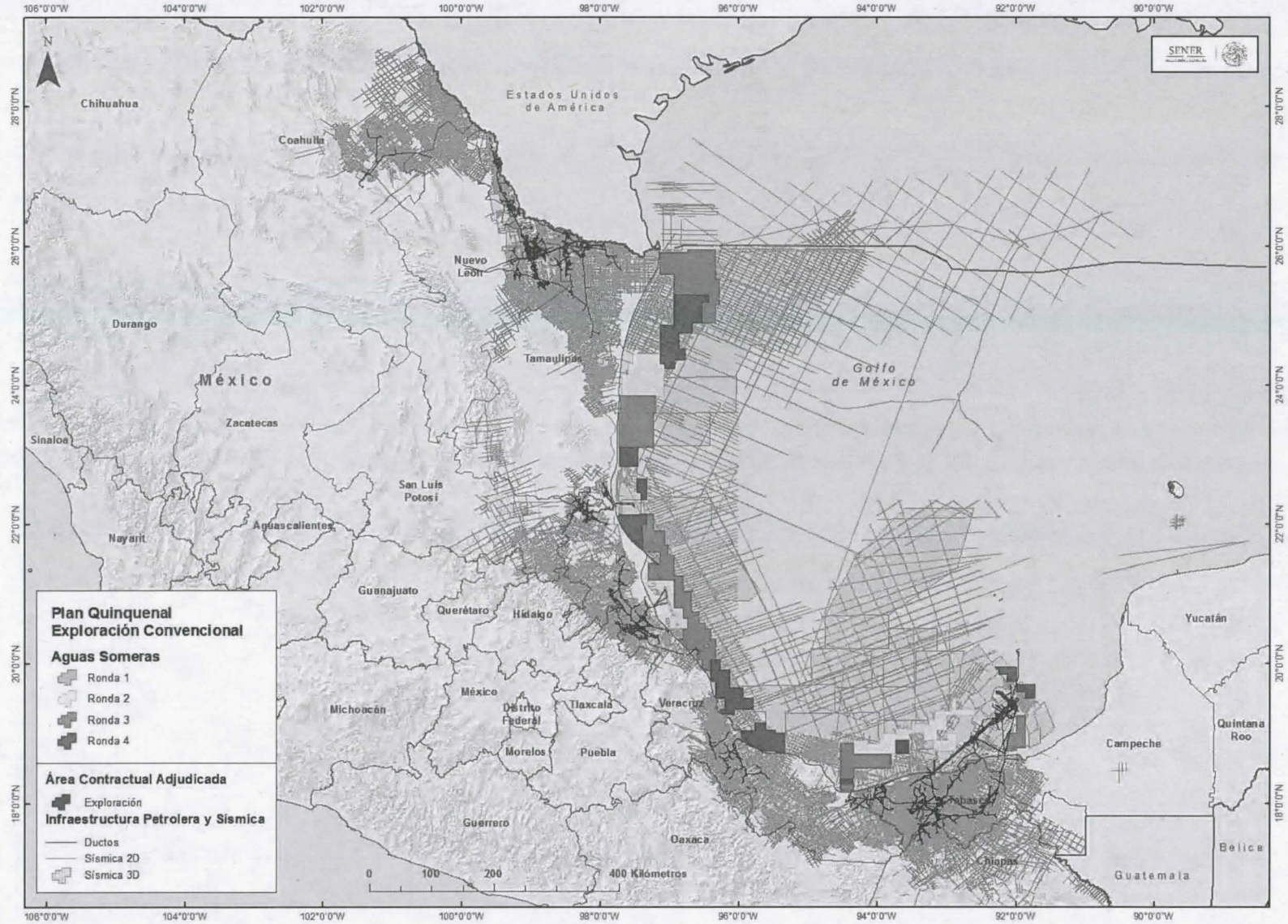
Mapa 28.-Campos de extracción a licitar, Terrestres Norte 2.



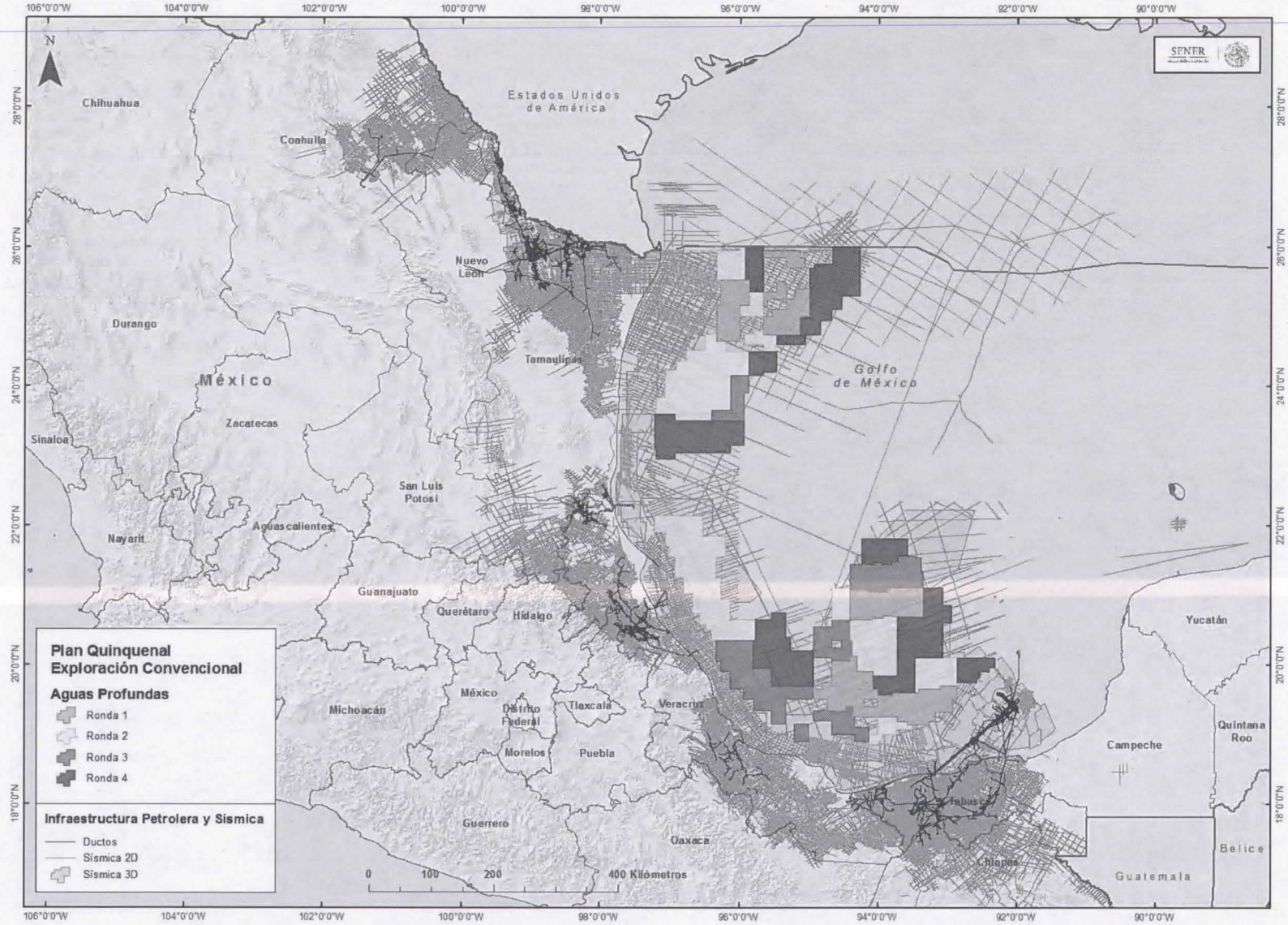
Mapa 29. Áreas a licitar para la exploración de recursos convencionales.



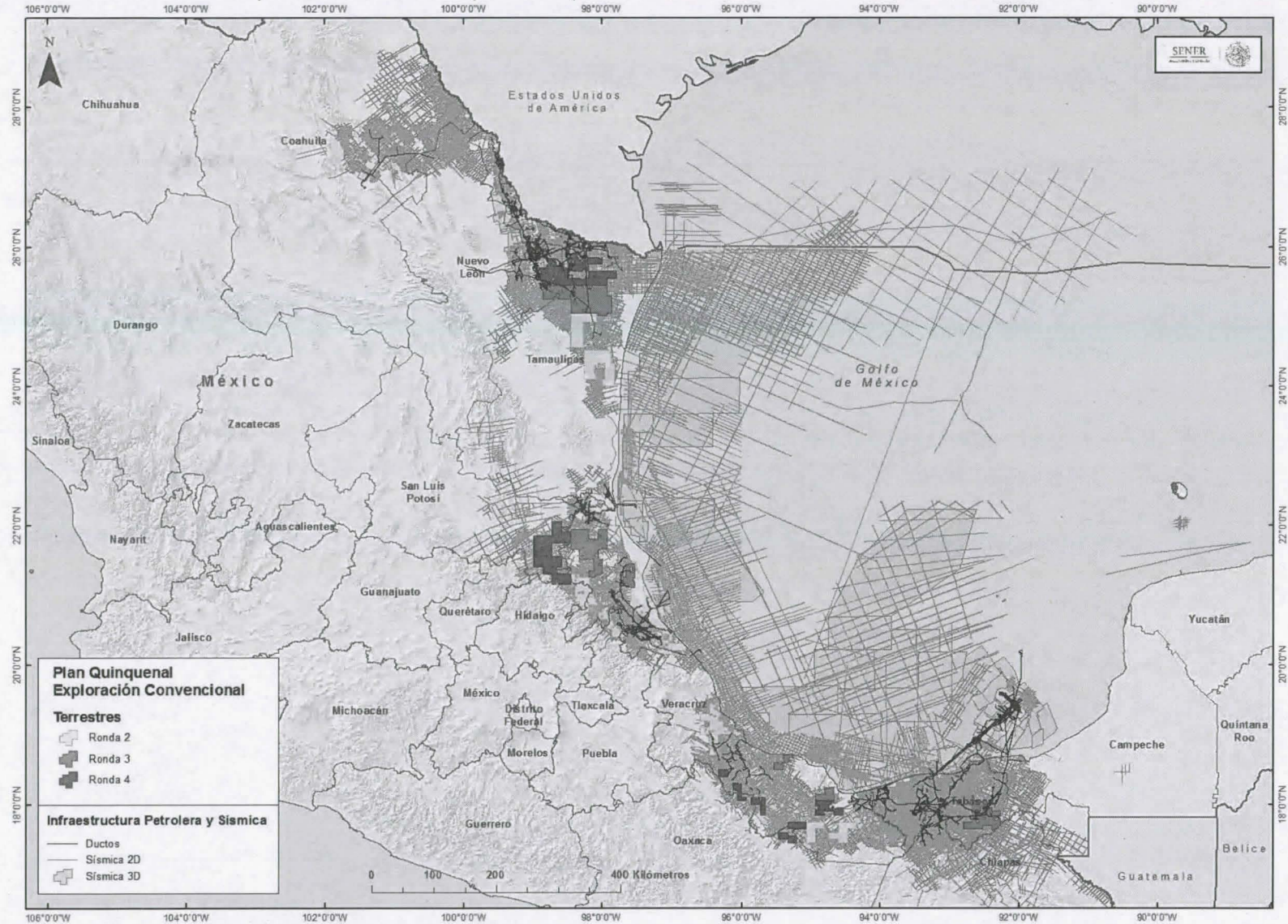
Mapa 30. Áreas a licitar para la exploración de recursos convencionales, aguas someras.



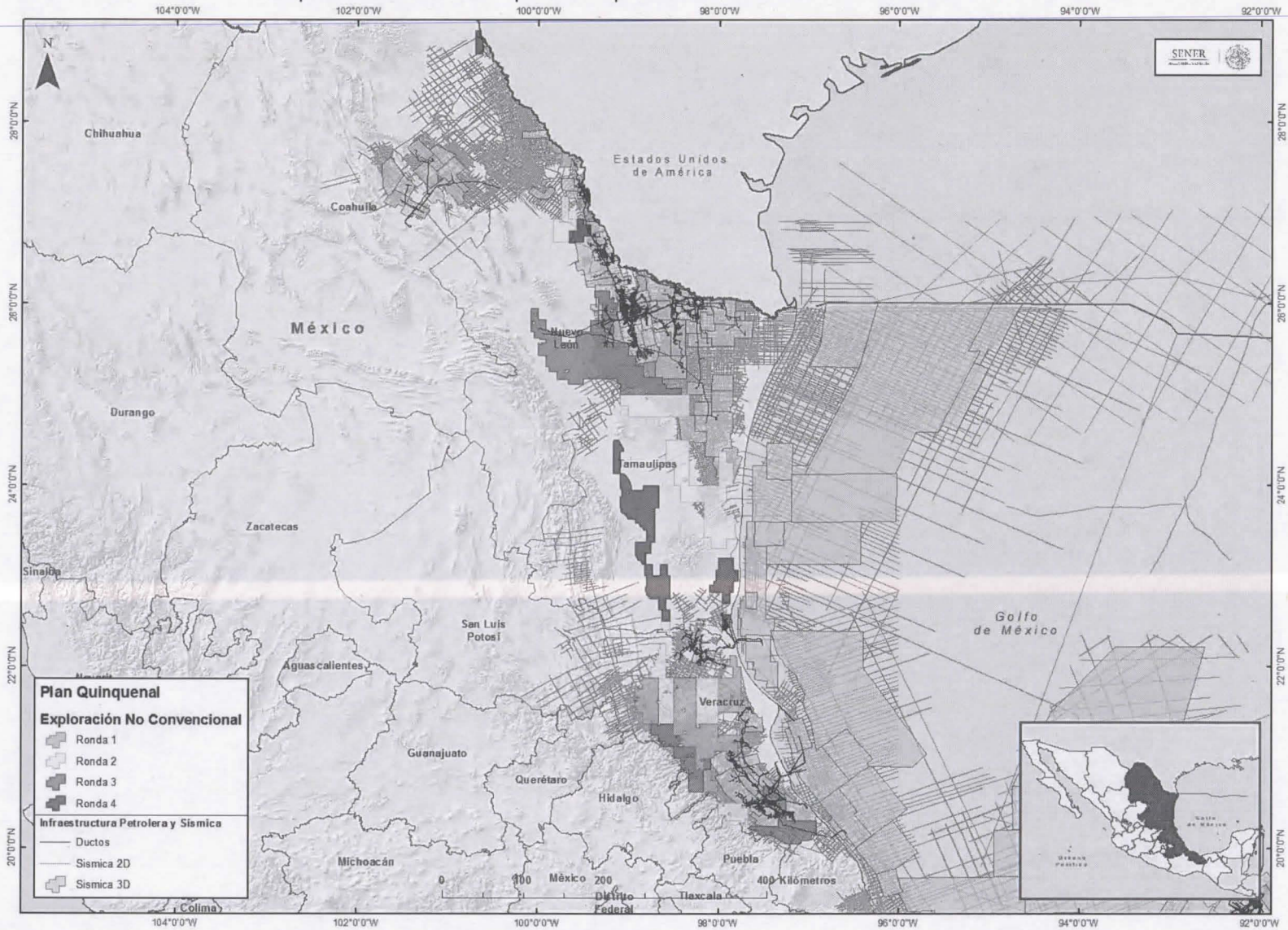
Mapa 31. Áreas a licitar para la exploración de recursos convencionales en aguas profundas.



Mapa 32. Áreas a licitar para la exploración de recursos convencionales, Terrestres.

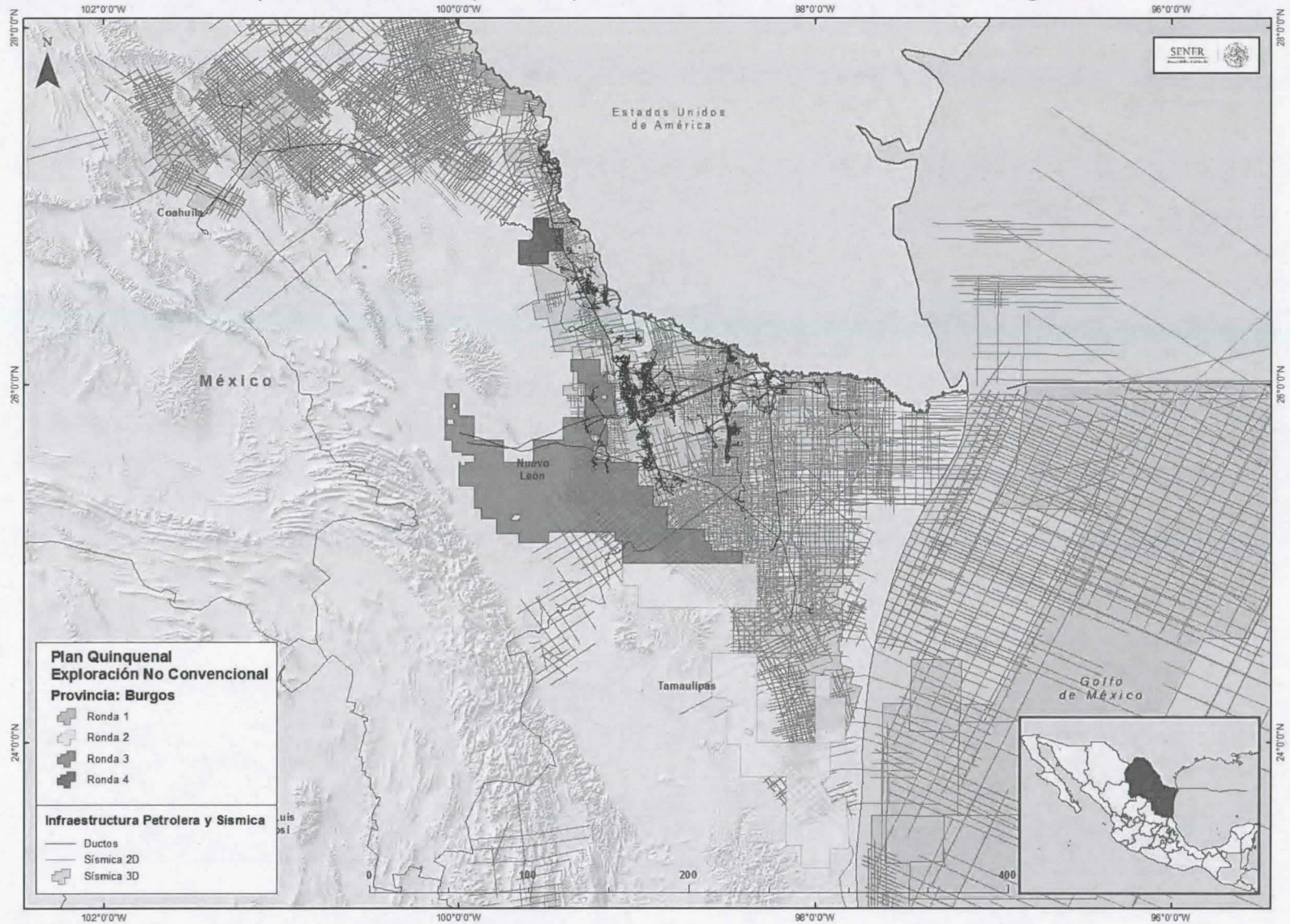


Mapa 33. Áreas a licitar para la exploración de recursos no convencionales.

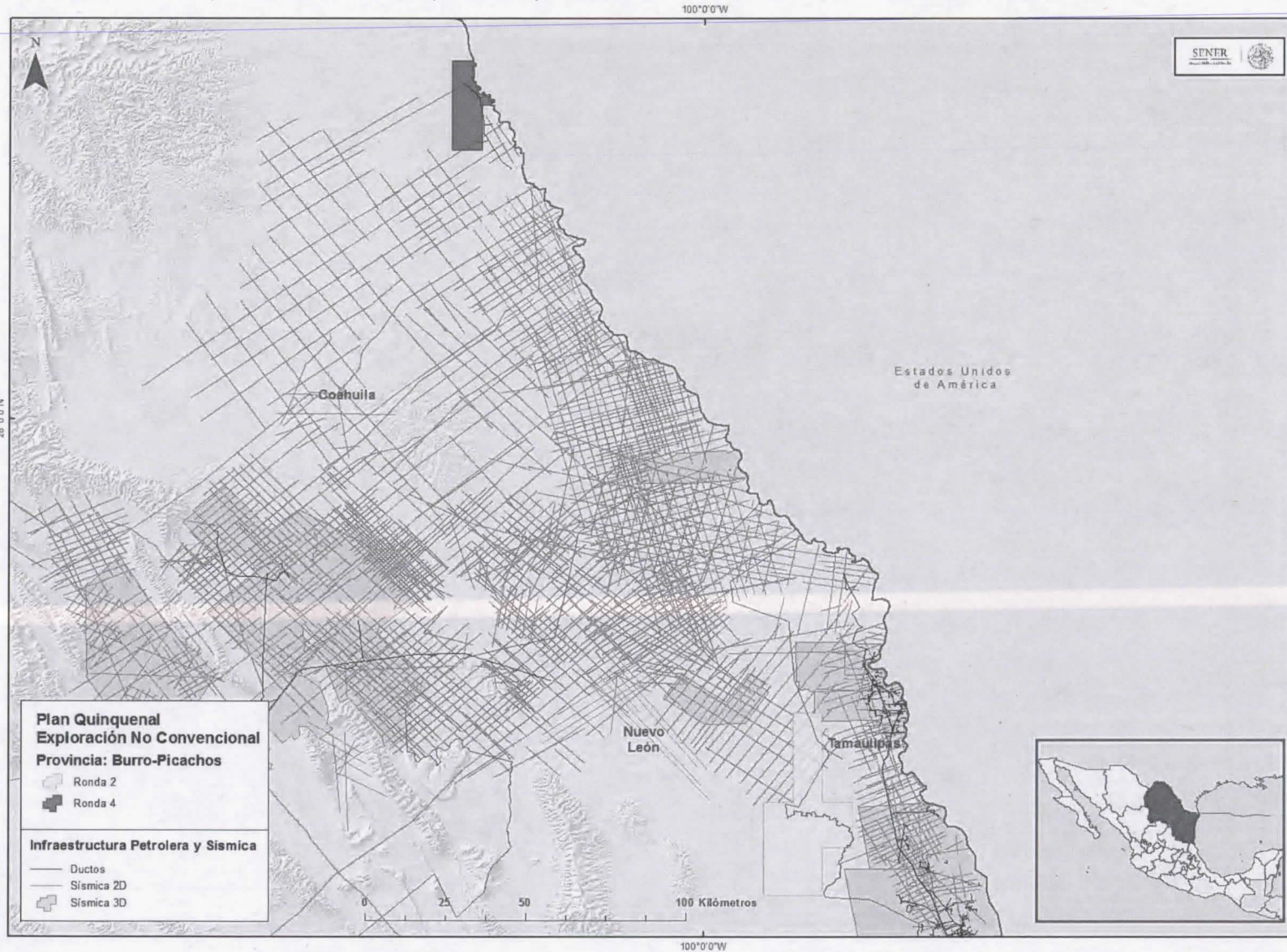




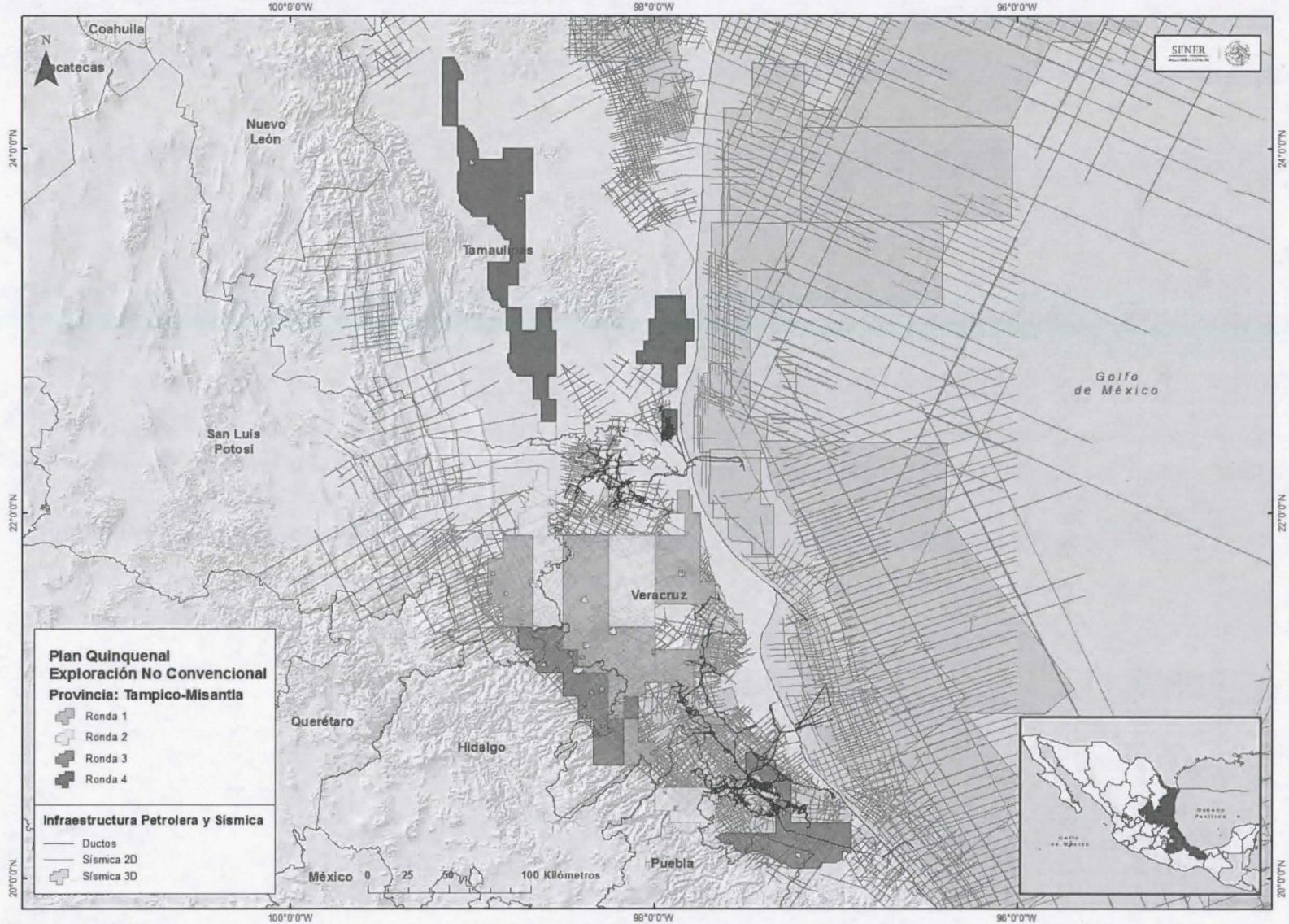
Mapa 34. Áreas a licitar para la exploración de recursos no convencionales, Burgos.



Mapa 35. Áreas a licitar para la exploración de recursos no convencionales, Burro-Picachos.



Mapa 36. Áreas a licitar para la exploración de recursos no convencionales, Tampico-Misantla.



ANEXO 6. Resultados de la encuesta a los gobiernos estatales y a la industria de exploración y extracción

La SENER diseñó dos encuestas para obtener retroalimentación de la industria y los gobiernos estatales con el objetivo de enriquecer el Plan Quinquenal publicado el 30 de junio de 2015. Estas encuestas permitieron a la SENER obtener información clara y precisa respecto a las consideraciones de la industria y de los gobiernos locales sobre información de este mecanismo de planeación.

A continuación se presentan los resultados de la evaluación de las encuestas:

Resumen Ejecutivo

1. De las 15 empresas, todas perciben al Plan Quinquenal como un instrumento que incentiva la participación en las licitaciones del Estado.
2. La industria coincide en que se presenten rondas de licitaciones integradas por distintas categorías de áreas contractuales, es decir, un portafolio diverso.
3. Las variables más importantes para evaluar las áreas de extracción son la materialidad y el volumen remanente de hidrocarburos. Por su parte, las variables más importantes para evaluar las áreas de exploración son el volumen prospectivo de recursos hidrocarburos y la calidad de la información geológica y geofísica disponible en los cuartos de datos.
4. El 81% de las áreas fueron de interés para al menos alguno de los participantes.
5. Las áreas de exploración fueron las que contaron con el mayor interés por parte de los participantes.
6. Las áreas de exploración de aguas profundas, en particular, las de *Área Perdido*, fueron las de mayor interés para los encuestados.
7. Las empresas indicaron que algunas áreas resultaron de menor interés debido a que: (1) no corresponden a su modelo de negocio, (2) los términos contractuales no son suficientemente atractivos, y (3) los términos fiscales afectan la competitividad de las áreas.
8. De las empresas participantes hasta ahora en las licitaciones, se concluye lo siguiente:
 - a. Existen opiniones divididas respecto del proceso de inscripción al cuarto de datos, pues sólo el 50% más uno consideró que estaban de acuerdo o totalmente de acuerdo con el proceso.
 - b. Respecto a la información provista en los cuartos de datos, la mayoría de los encuestados destacó que ésta no coincide con las mejores prácticas internacionales.
 - c. La opinión menos favorable se concentró en el cumplimiento de garantías.
9. De los 9 gobiernos estatales, todos coinciden en que el Plan Quinquenal coadyuvará al desarrollo del sector de exploración y extracción de hidrocarburos en su territorio.
10. El 50% de los gobiernos estatales encuestados indican que cuentan con políticas públicas que promueven el desarrollo de actividades socioeconómicas sustentables compatibles con las de exploración y extracción de hidrocarburos que se pretende realizar en su territorio.
11. Los 9 gobiernos encuestados declaran conocer los beneficios que la Reforma Energética representa para su entidad en materia de fomento industrial de cadenas productivas locales, requisitos de contenido nacional e inversión directa asociada a las actividades de la industria

de hidrocarburos. Sin embargo, sólo cinco entidades afirmaron la materialización de dichos beneficios en sus entidades.

12. En cuanto a la normatividad estatal vigente, sólo dos entidades indicaron contar con apartados específicos respecto al despliegue de infraestructura destinada a la exploración y extracción de hidrocarburos en sus legislaciones sobre uso de suelo y aguas.
13. En cuanto a las áreas contenidas en el Plan Quinquenal, existe un alto porcentaje de áreas que coexisten con otro tipo de actividades económicas.

Objetivos de los procesos de retroalimentación

- Conocer el interés de la industria respecto a las áreas a licitar durante el quinquenio 2015-2019.
- Obtener información sobre las actividades socioeconómicas que interactúan con las de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Contar con un mecanismo que permita obtener mayor información de la industria para mejorar la competitividad de las áreas a licitar.
- Implementar una estrategia para obtener información necesaria para la viabilidad de las actividades de exploración y extracción, en particular la de nivel local.
- Poseer un mecanismo integral que fortalezca los procesos de recolección de información, siguiendo los principios de transparencia.
- Conocer la perspectiva de la industria acerca de los términos y condiciones establecidos en los contratos y de los procesos de licitación.

La SENER, con apego a las mejores prácticas internacionales²⁵, considera que la consulta a las entidades federativas y a las empresas es una herramienta eficaz para el diseño de un documento de planeación estratégica, que incrementa la eficiencia de las políticas públicas, fomenta la transparencia y permite conocer las opiniones de los grupos interesados sobre la política del sector.

En la encuesta a la industria, el objetivo central es captar las ideas e intereses de los potenciales participantes en las licitaciones de las áreas incluidas en el Plan Quinquenal. En este sentido, la encuesta permite evaluar el atractivo de las áreas propuestas, la calendarización de las licitaciones y los principales retos que enfrenta la industria. Esta información permite evaluar el interés de las empresas y diseñar licitaciones que faciliten una mayor competencia, coadyuvando así a la maximización de la renta petrolera.

El objetivo central de la encuesta a los gobiernos de las entidades federativas es el de divulgar el contenido del Plan Quinquenal y obtener detalles de las actividades económicas prevalecientes en las áreas en las que se planean llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Con el objetivo de proporcionar a las empresas un espacio para comentar y exponer sus consideraciones, la información recibida se clasificó como confidencial. De esta forma, este ejercicio participativo se realiza con absoluto respeto a las estrategias comerciales de la industria y en estricto apego a la legislación aplicable en la materia.

²⁵ Para profundizar en el tema se recomienda revisar la información del Bureau of Ocean Energy Management, Five-Year Outer Continental Shelf (OCS) Oil and Gas Leasing Program, disponible en: <http://www.boem.gov/Five-Year-Program/> y Department of Energy and Climate Change, Standard rules consultation no.11: new standard rules for onshore oil and gas activities, disponible en: <https://www.gov.uk/government/consultations/standard-rules-consultation-no11-new-standard-rules-for-onshore-oil-and-gas-activities>.

Metodología

- Se aplicó una encuesta de acceso libre a la industria de exploración y extracción de hidrocarburos y se convocó a los 10 gobiernos de las entidades federativas en las que se realizan o se planea realizar este tipo de actividades.
- Se recibió información de 15 empresas y de 9 gobiernos locales.
- La encuesta consiste en 19 preguntas para la industria y 9 para los gobiernos locales.

La estructura y diseño de la encuesta a la industria atiende a las mejores prácticas internacionales del sector hidrocarburos y a los principios teóricos de encuestas y consultas públicas.

Para maximizar la cantidad de encuestados, la convocatoria se publicó el 30 de junio en la página de internet de la SENER, http://sener.gob.mx/portal/Default_Intermedia.aspx?id=3223. Al final del proceso participaron 15 empresas y 9 entidades federativas.

Las empresas participantes pertenecen a la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI), por lo que vale la pena señalar que, si bien la muestra no es aleatoria ni representativa de la población del sector, sí representa aquéllas que probablemente participarán en las licitaciones de las áreas contenidas en este Plan Quinquenal. En este sentido, las respuestas no se analizan con una perspectiva de inferencia estadística sino exclusivamente sobre la población de empresas encuestadas.

Estructura de la encuestas

A fin de cumplir los objetivos señalados, se diseñó una encuesta con reactivos asociados a los aspectos fundamentales del Plan Quinquenal que incluyeron elementos generales, técnicos y legales. Las preguntas se dividieron en cuatro secciones:

- Preferencias de los encuestados respecto al Plan Quinquenal 2015-2019 y sus características.
- Variables técnicas y económicas con mayor impacto sobre la decisión de invertir en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Impresiones respecto a las áreas de licitación presentadas, los intereses de las empresas respecto a éstas y consideraciones técnicas.
- Puntos específicos sobre las licitaciones, tales como la información del cuarto de datos, el proceso de apertura de ofertas y el cumplimiento de garantías.

Para el diseño de las preguntas 1, 2, 3, 15, 16, 17, 18 y 19 se utilizó la metodología de la escala de Likert, la cual se utiliza para medir las actitudes u opiniones en términos ordinales²⁶. Esta escala asume que la preferencia respecto al tema en cuestión es de carácter lineal, unidimensional y que las preferencias son medibles. La literatura sobre encuestas recomienda su implementación en contextos de sondeo²⁷. Asimismo, los términos utilizados en esta encuesta son los reactivos: *Totalmente de acuerdo, De acuerdo, Ni de acuerdo ni en desacuerdo, En desacuerdo, y Totalmente en desacuerdo*.

²⁶ Likert, R. (1932). A Technique for the Measurement of Attitudes. Archives of Psychology, 140, 1-55.

²⁷ Trochim, William (2012). Research Methods Knowledge Base. Disponible en: <http://www.socialresearchmethods.net/kb/index.php>, consultado el 7 de septiembre 2015.

Las preguntas específicas sobre las áreas se dividieron en dos grupos: en las del primero, se solicita a los participantes indicar su interés sobre las áreas de acuerdo con las clasificaciones. En las del segundo, se utiliza una variación de la escala de Likert para evaluar el interés en las áreas de licitación del Plan Quinquenal, así como de los aspectos generales del mismo y de los procesos de licitación.

La encuesta a los gobiernos locales requirió indicar aspectos generales de opinión sobre el impacto percibido de la ejecución del Plan Quinquenal, así como de la información sobre políticas públicas asociadas al desarrollo del mismo, ya sea en términos territoriales o de diseño de políticas encaminadas a mejorar el desarrollo sostenible de la entidad. En una segunda sección se solicitó a los gobiernos que proporcionaran información sobre sitios arqueológicos, actividades turísticas, actividades económicas, reservas naturales y áreas ambientales en su territorio que estuvieran dentro de las áreas a licitar en el Plan Quinquenal.

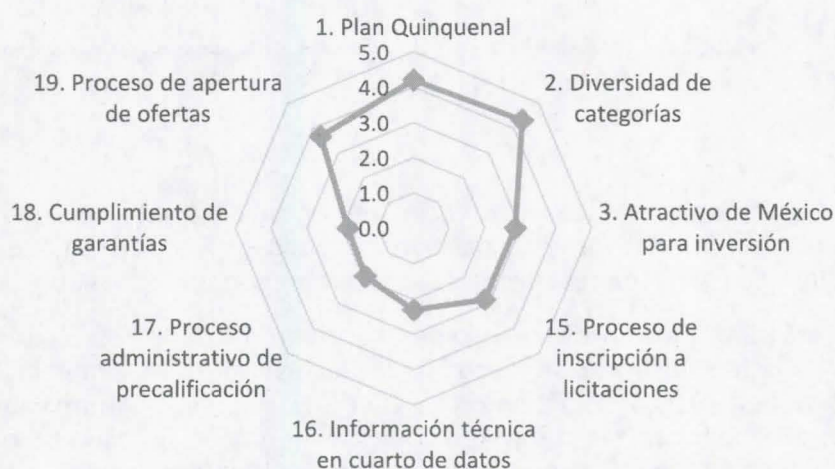
Resultados de la Encuesta a la Industria

A continuación se analizan los resultados de la encuesta respondida por 15 participantes de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos.

Preguntas sobre preferencias

En la encuesta se realizaron 8 preguntas de opción múltiple. La gráfica, que se presenta a continuación recopila la información de opinión de los encuestados respecto a las preguntas: 1, 2, 3, 15, 16, 17, 18 y 19. La escala de medición se establece a partir de un índice que normaliza el número de respuestas y se pondera por la intensidad de sus preferencias. El índice es un promedio ponderado que considera preferencias lineales y asigna valores que disminuyen desde la opción "totalmente de acuerdo" con un valor de 5, hasta "totalmente en desacuerdo" con un valor de 1. Con estos valores de referencia se construye el índice del que se obtienen los siguientes resultados:

Gráfica 1. Plan Quinquenal y otras consideraciones para las licitaciones.



Fuente: SENER

Como se observa en la gráfica anterior, sólo las preguntas 1, 2 y 19 tienen un nivel de aceptación por encima del promedio (3.0 puntos). En específico, estas preguntas son: 1. “¿El Plan Quinquenal es un instrumento que permitirá a la industria participar en un mayor número de licitaciones?”; 2. “¿Las rondas de licitación deben contar con una composición diversa de categorías de áreas?”; y 4. “¿El acto de presentación y apertura de propuestas cumple con los estándares de mejores prácticas internacionales?”.

La pregunta con menor puntaje de aceptación fue la 18, “¿Los requisitos de las garantías están alineados a los estándares de mejores prácticas internacionales?”. Lo anterior debido a que 8 de los 13 encuestados tuvieron una reacción negativa sobre este punto. El segundo reactivo con menor puntaje es el proceso de precalificación. Según la información obtenida, 7 empresas consideraron que el proceso no está alineado con los estándares internacionales.

A continuación se presenta la información desagregada con respecto a la frecuencia de las respuestas:

Gráfica 2. Frecuencia de respuestas de las empresas.



Fuente: SENER

De acuerdo con la gráfica presentada, la primera diferencia observable es que 13 de los 15 encuestados respondieron afirmativamente haber participado en los procesos de licitación de la Ronda Uno por lo que sólo estas empresas respondieron las preguntas 15 a la 19.

Las respuestas con mayor dispersión en la escala de Likert fueron la 17 y 18. La gráfica muestra que en éstas se observó una tendencia hacia categorías menos favorables, en comparación con el resto de los incisos. Para la pregunta 16, sólo 3 empresas consideraron que la información provista en el cuarto de datos es adecuada; en tanto que 6 comentaron estar en desacuerdo o totalmente en desacuerdo. La pregunta 17 cuenta con una percepción negativa acentuada ya que 6 empresas reportaron estar en desacuerdo y 2 totalmente en desacuerdo.

Los resultados de esta sección permiten concluir que la percepción de los participantes de la industria en torno al Plan Quinquenal y las oportunidades que ofrece México son positivas. Sin

embargo, el proceso de precalificación y las garantías no tienen la misma aceptación. Es importante considerar que estas encuestas fueron recibidas, en su mayoría, antes de realizar modificaciones a los contratos de la Segunda y Tercer Convocatorias. Es decir, cuando sólo se conocían los resultados de la Primera Convocatoria de la Ronda Uno.

Un aspecto crítico para la evaluación de las áreas contenidas en el Plan Quinquenal es la calidad de la información en los cuartos de datos que se dispongan en los procesos de licitación. De acuerdo a la encuesta, la mayor parte de los encuestados considera que no cumplen con la calidad necesaria para poder evaluar las áreas a licitar. Esta es un área de oportunidad crítica para el éxito de las rondas que debe considerarse en la selección de las áreas en cada licitación.

Preguntas sobre las variables de decisión

Esta sección de la encuesta responde a la necesidad de analizar las variables determinantes para detonar un mayor número de inversiones en el sector y maximizar el éxito de las licitaciones. La SENER busca identificar las variables determinantes en la evaluación realizada por las empresas, y usar esa información para modificar los elementos del proceso y/o en los contratos que la SENER considere pertinentes.

Así, se solicitó a las empresas ordenar en orden ascendente las opciones que consideran que tienen mayor impacto en la evaluación donde el máximo impacto sería 1 y el mínimo impacto el valor de 9. La siguiente tabla presenta los resultados a la pregunta 4, la cual aplica exclusivamente a las empresas que realizan actividades de extracción.

Tabla 1. Variables de decisión de inversión para áreas de extracción.

Variable	Promedio	Desviación estándar
Materialidad	1.7	1.01
Volumen remanente de hidrocarburos	2.8	1.32
Tipo de hidrocarburo	4.2	1.58
Precios esperados de los hidrocarburos	4.1	1.91
Precios actuales de los hidrocarburos	5.0	2.36
Complejidad para la extracción de hidrocarburos	5.3	1.18
Aplicación de métodos de recuperación avanzada y mejorada	6.6	0.92
Disponibilidad de mano de obra, bienes y servicios locales (proveeduría)	7.1	1.77
Otra*	4.4	3.44

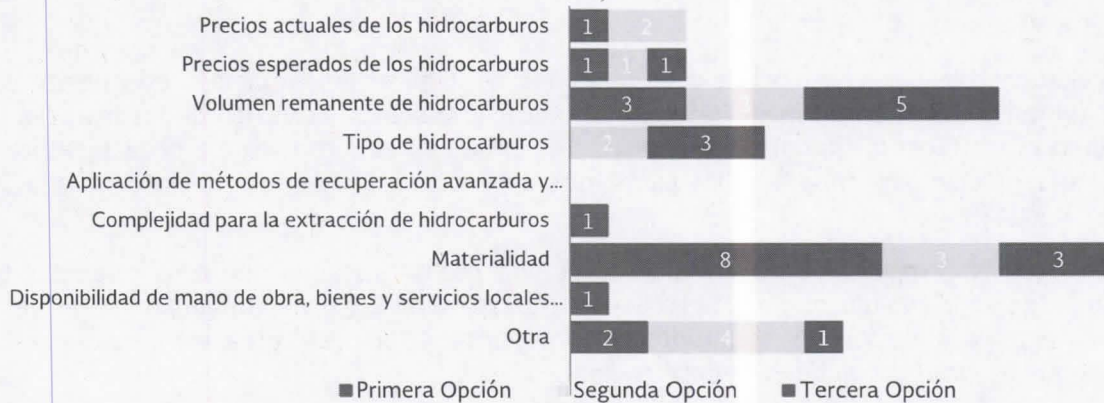
Fuente: SENER.

Esta información permitirá a la SENER identificar las variables más sensibles, considerando los tamaños y las estrategias de las empresas del sector. La tabla reporta que la materialidad y el volumen remanente de hidrocarburos son las variables de mayor impacto, le siguen el tipo de hidrocarburos y los precios esperados. Las áreas que se liciten deben considerar estas variables para ser exitosas.

La gráfica que se presenta a continuación muestra las opciones y la frecuencia de las variables que se reportaron en los tres primeros lugares de importancia.

Las tres variables que mostraron tener mayor frecuencia son la materialidad, el volumen remanente y el tipo de hidrocarburos. La SENER coincide con la industria en que se trata de elementos fundamentales para las decisiones de inversión. Después se encuentran las variables de precios actuales y esperados. Finalmente, se destaca que ninguna empresa considera como opción relevante de inversión la implementación de métodos de recuperación avanzada. Esta variable ha sido considerada por la SENER y la CNH como una de las principales opciones técnicas para prolongar la vida de los campos del país en los próximos años.

Gráfica 3. Frecuencia de cada variable en los tres primeros lugares de importancia



Fuente: SENER.

Por otro lado, la opción "Otra" es una variable mencionada por 7 participantes como una de las 3 más importantes y no incluidas dentro de la lista especificada. De acuerdo a las respuestas en esta opción, 3 se refieren a los términos fiscales del contrato y 2 al tamaño del área como las variables que más influyen en las decisiones.

Respecto a los resultados de la pregunta 5, se solicitó indicar el orden de prelación para las empresas que realizan actividades de exploración y extracción. Nuevamente, el máximo impacto sería 1 y el mínimo posible sería 10. Según los resultados, las variables de mayor impacto son recursos prospectivos, riesgo geológico, calidad de la información geológica y geofísica asociada. En un segundo nivel, las variables de precios esperados y la complejidad de extracción son variables determinantes. Finalmente, la disponibilidad de mano de obra, los bienes y servicios locales (relacionados con el contenido nacional) no son consideradas variables fundamentales en las decisiones de inversión.

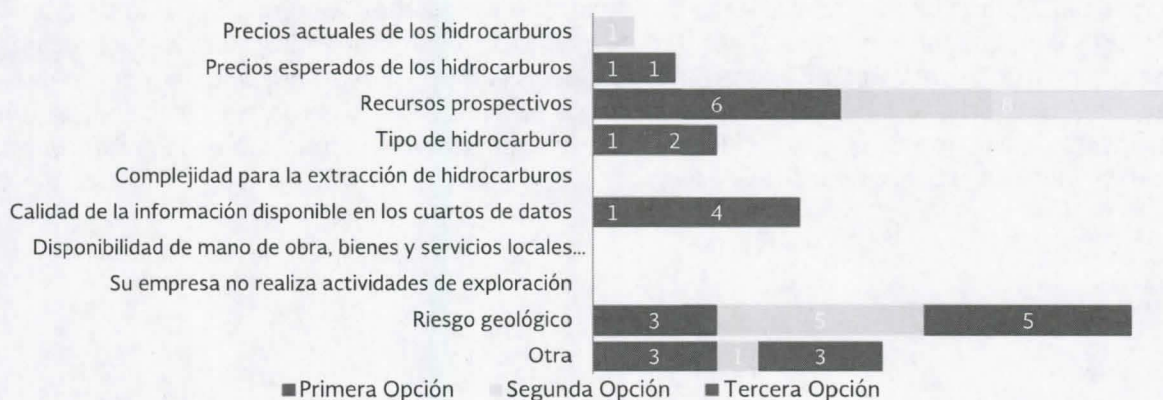
Tabla 2. Frecuencia de cada variable en los tres primeros lugares.

Variable	Promedio	Desviación estándar
Recursos prospectivos	1.8	1.01
Riesgo geológico	2.5	1.30
Calidad de la información disponible en los cuartos de datos	4.0	1.36
Tipo de hidrocarburo	4.7	1.59
Precios esperados de los hidrocarburos	5.3	2.02
Complejidad para la extracción de hidrocarburos	5.9	1.03
Precios actuales de los hidrocarburos	7.0	1.81
Disponibilidad de mano de obra, bienes y servicios locales (proveeduría)	8.1	1.03
Su empresa no realiza actividades de exploración	9.6	0.67
Otra*	4.6	3.62

Fuente: SENER.

La gráfica a continuación muestra las opciones y la frecuencia de cada opción en los tres primeros lugares. El objetivo de esta metodología de análisis es detectar las variables de mayor incidencia, considerando la intensidad del ordenamiento y ofrece información adicional respecto del orden de importancia.

Gráfica 4. Frecuencia de cada variable en los tres primeros lugares.



Fuente: SENER.

La gráfica anterior reitera que los recursos prospectivos, el riesgo geológico y la calidad de la información son las variables más utilizadas para hacer estimaciones sobre la viabilidad económica de las áreas de exploración. Sin embargo, la opción "Otra" resultó 1 de las 3 variables más importantes para 7 participantes. De éstas, 2 hicieron referencia a los términos fiscales del contrato y 3 al tamaño de las áreas.

Selección de Áreas

En esta sección se solicitó a las empresas indicar las áreas en las que considerarían participar en una licitación, su grado de interés, año de preferencia y el promedio de años de trabajo estimados antes de la obtención del primer barril de producción (*first oil*). La sección se divide en tres partes: en la primera, se establecen las estadísticas básicas descriptivas respecto al número de las áreas seleccionadas por las empresas. En la segunda, se lleva a cabo un análisis de las áreas seleccionadas y sus características. Finalmente, en la tercera, se especifican las características de las áreas a las que las empresas atribuyen economías de escala. Debe mencionarse que sólo 13 empresas participaron en la sección, el resto comentó que no contaban con información suficiente para llevar a cabo una selección.

La siguiente tabla muestra el número de empresas interesadas por categoría. De los resultados, se identifica que las secciones de aguas profundas y someras son donde el mayor número de empresas muestran interés, seguidas por terrestres y aceites pesados. Vale la pena destacar, que sólo una empresa mostró interés en participar en todas las categorías presentadas, mientras que la mayoría solamente se interesó en 3 de las 6 áreas.

Tabla 3. Interés de empresas por categoría de área.

	Aguas someras	Aguas profundas	Terrestres	Aceites pesados	Chicontepec	No convencionales
Número de empresas interesadas	12	13	7	6	4	5

Fuente: SENER.

A partir de la selección de la categoría de área contractual, se solicitó a las empresas indicar las áreas individuales que resultaran de su interés para participar en las licitaciones. Los resultados desagregados muestran que las áreas en aguas profundas registraron el mayor grado de interés, seguidas por las no convencionales y las que se localizan en aguas someras. El grado de interés de las empresas se estimó mediante el número de veces, o frecuencia, en las que los 13 encuestados las seleccionaron como áreas de interés. Para poder comparar este indicador entre las distintas categorías, se estimó la mediana y el número máximo en las que un área fue seleccionada por los participantes, de forma tal que estos dos indicadores aproximan la intensidad de las preferencias de los participantes en las distintas áreas a licitar.

Tabla 4. Interés por área.

	Total de áreas en el Plan Quinquenal	Áreas con muestras de interés	Frecuencia (número de muestras de interés)	Mediana (muestras de interés por cada área)
Aguas profundas	145	145	650	4
Exploración	141	141	638	4
Extracción	4	4	12	3
Aguas someras	153	144	266	2
Exploración	108	108	230	2
Extracción	45	36	36	1
Chicontepec	12	12	12	1
Extracción	12	12	12	1
Extra-pesados	13	13	13	1
Extracción	13	13	13	1
No convencional	291	291	715	3
Exploración	291	291	715	3
Terrestres	300	130	142	1
Exploración	130	130	142	1
Extracción	170	-	0	0

Fuente: SENER.

A partir de este análisis, se reportaron los siguientes resultados:

Para la clasificación de aguas profundas, todas las áreas de todas las rondas recibieron al menos una muestra de interés. Las áreas de recursos no convencionales fueron las que reportaron el segundo mayor interés, mientras que las de aguas someras ocupan el tercer lugar. Las áreas terrestres no presentaron tanto interés por los encuestados. Más aún, las áreas terrestres de extracción no hubo ninguna muestra de interés por parte de los encuestados. Finalmente, aceites extra-pesados y Chicontepec, reportaron tener un impacto muy específico entre las empresas encuestadas, cada una demostró ser de interés para empresas grandes y con portafolios diversificados.

La tabla anterior contiene el desglose de la intensidad de las preferencias respecto a las áreas de licitación, por clasificación y tipo de actividad. De los resultados presentados, destacan los de aguas profundas de exploración con una mediana de 4 muestras de interés por área; aguas profundas de extracción con 3 muestras de interés igual que en la categoría de recursos no convencionales. Adicionalmente, se observa que las áreas terrestres de extracción no tuvieron muestras de interés; en tanto que las de aguas someras de extracción reportan interés bajo.

Tabla 5. Interés por categoría de área.

	Interés crítico	Interés alto	Interés general	Interés bajo
Aguas profundas	8	358	271	13
Exploración	8	354	263	13
Extracción	0	4	8	0
Aguas someras	0	12	139	115
Exploración	0	12	139	79
Extracción	0	0	0	36
Chicontepec	0	0	12	0
Extracción	0	0	12	0
Extra-pesados	0	0	13	0
Extracción	0	0	13	0
No convencionales	0	99	590	26
Exploración	0	99	590	26
Terrestres	0	0	142	0
Exploración	0	0	142	0
Extracción	0	0	0	0

Fuente: SENER.

La tabla anterior muestra que las empresas participantes tienen preferencia por las áreas de exploración. En aguas profundas la mayoría de las muestras de interés son de nivel alto, mientras que en aguas someras se reporta un nivel general a bajo. Por otro lado, el 83% de las muestras de interés de las áreas de exploración de recursos no convencionales son de interés general.

En la siguiente tabla se describen los puntos más importantes de los resultados por provincia petrolera y para cada ronda según la clasificación utilizada en el presente documento.

Tabla 6. Interés por provincia petrolera.

Categoría	Comentarios respecto al número de muestras de interés
Aguas profundas	
Exploración y extracción	Las áreas de exploración en Área Perdido registraron la mediana más alta de muestras de interés en aguas profundas. En particular, las áreas de las Rondas 1 y 3 tuvieron una mediana de 6 por cada área.
	Las de Cordilleras Mexicanas, de las Rondas 4 y 2, registraron una mediana de 4 cada una. Si se considera la puntuación por ronda, la que registró la mayor mediana en la Ronda Uno fue la Cuenca Salina.
	Las áreas de extracción registraron el menor número de muestras de interés para aguas profundas.
Aguas someras	
Exploración y extracción	Reportan una mediana de interés de 2 para exploración y 1 para extracción.
	La Ronda con mayor número de nominaciones fue la Ronda Dos para exploración en las Cuencas del Sureste.
Chicontepec	
Extracción	Sólo una empresa registró interés.
Extra-pesados	
Extracción	Sólo una empresa registró interés.
No convencionales	
Exploración	Las provincias de Burgos y Tampico-Misantla tienen la mayor mediana de muestras de interés con 2 y 3, respectivamente.
	Sin embargo, la mediana más alta de menciones es mayor para todas las Rondas de Tampico-Misantla.
	La provincia de Burro-Picachos es la que cuenta con el menor número de muestras de interés, sólo 2.
Terrestres	
Exploración y Extracción	Sólo una empresa registró interés para exploración en terrestre.

Encuesta Entidades Federativas

Percepción del Plan Quinquenal

Las entidades tienen una percepción positiva del Plan Quinquenal toda vez que 4 entidades se muestran “totalmente de acuerdo” y 5 entidades se muestran “de acuerdo” en que el Plan Quinquenal coadyuvará al desarrollo del sector de exploración y extracción de hidrocarburos en su territorio.

Políticas públicas estatales

La mitad de las entidades declaran contar con políticas públicas que promuevan el desarrollo de actividades socioeconómicas sustentables en coordinación con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Reforma Energética

Todas las entidades indican conocer los beneficios que podría traer la Reforma Energética a su entidad en materia de: contenido nacional, fomento industrial de cadenas productivas locales e inversión directa asociada a las actividades de la industria de hidrocarburos en términos de lo establecido en los artículos 46, 125 y 128 de la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, cuando se les preguntó sobre la materialización de los beneficios de la Reforma, sólo 5 de las 9 entidades respondieron afirmativamente.

Transparencia

En el marco de prácticas de transparencia y acceso a la información para la gestión de recursos, 7 entidades indicaron contar con medidas para que los ingresos y erogaciones provenientes del Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos sean transparentes y combatan la corrupción.

Legislaciones y reglamentos

Asimismo, las 9 entidades indicaron la existencia de legislaciones y reglamentos para regular el uso de suelo y aguas. Sin embargo, sólo 2 entidades cuentan con apartados específicos en su normatividad respecto al despliegue de infraestructura destinada a la exploración y extracción de hidrocarburos.

Por lo anterior, se puede concluir que las entidades federativas mostraron estar de acuerdo con los beneficios que implicaría el desarrollo del Plan Quinquenal 2015-2019 en sus territorios. También demostraron contar con políticas públicas alineadas a los principios de transparencia del marco regulatorio energético de México.

De acuerdo con la encuesta, los gobiernos estatales indicaron que en 12% de las áreas (70 de 603) se coexisten los 5 elementos siguientes: sitios arqueológicos, actividades turísticas, económicas, reservas naturales y áreas ambientales sensibles.

Gráfica 5. Frecuencia de actividades en las áreas del Plan Quinquenal



Fuente: SENER.

Adicionalmente, se analizan las actividades que mayor concurrencia tendrán con las áreas del Plan Quinquenal. Las entidades detallaron que las actividades económicas primarias, en particular las de agricultura, ganadería y pesca, son las de mayor concurrencia. Por su parte, las actividades turísticas son también muy frecuentes, en particular para las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales. La información desagregada se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7. Frecuencia de actividades económicas, turísticas, culturales y áreas ambientalmente sensibles en las áreas del Plan Quinquenal

	Actividades primarias	Manufactura	Sitios arqueológicos	Actividades turísticas	Áreas naturales	Total Áreas (PQ)
Chicontepepec	3	0	9	2	4	12
No Convencionales	90	59	90	212	172	291
Terrestres	64	28	61	189	161	300

Fuente: SENER.

En la siguiente tabla se analiza la distribución de las actividades por entidad federativa. En Veracruz y Tamaulipas hay una mayor presencia de actividades económicas primarias, en particular las de agricultura y pesca. Para los estados de Nuevo León y Tamaulipas, predominan las actividades de servicios y actividades turísticas. La distribución de las áreas naturales se localizan principalmente en el estado de Tamaulipas.

Tabla 8. Frecuencia de actividades económicas, turísticas, culturales y áreas naturales por entidad federativa

	Actividades primarias	Manufactura	Sitios arqueológicos	Actividades turísticas	Áreas ambientales sensibles	Áreas con Actividades Petroleras
Chiapas	4	0	1	7	9	0
Coahuila	0	0	0	0	2	0
Hidalgo	0	0	5	5	5	0
Nuevo León	0	75	94	93	93	0
Puebla	1	0	0	1	0	1
Tabasco	12	0	3	11	24	0
Tamaulipas	66	0	n/d	204	151	2
Veracruz	42	1	12	29	10	105

Nota: La información de esta tabla considera exclusivamente las áreas no compartidas entre entidades federativas, por lo que sólo reflejan 83% de las evaluadas.

Fuente: SENER.

Los gobiernos de los estados reportaron actividades petroleras en 108 áreas de las 603 consideradas en la encuesta (18%), las cuales se ubican principalmente en Tamaulipas y Veracruz. Es importante mencionar que en aquellas áreas donde se reporta actividad petrolera, el 53% coexiste con otras dos actividades económicas (principalmente agricultura y ganadería).

Finalmente, hay que considerar que la encuesta con los gobiernos de los estados no busca sustituir el diálogo abierto que existe entre los tres niveles de gobierno, sino que complementa la interacción coordinada y sostenible entre las autoridades federales, estatales y municipales para alcanzar con éxito los objetivos establecidos en la Reforma Energética.