

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



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

México 2017



Secretaría de Energía

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Aldo R. Flores Quiroga

Subsecretario de Hidrocarburos

Fernando Ruíz Nasta

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

Claudio César de la Cerda Negrete

Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Teresa Angelina Gallegos Ramírez

Directora General de Contratos Petroleros

Víctor Manuel Avilés Castro

Director General de Comunicación Social



Elaboración y Revisión

Rodrigo Hernández Ordóñez

Director General Adjunto de Administración del Sector Hidrocarburos
(rhernandez@energia.gob.mx)

Josue Jordán Castro Duarte

Director General Adjunto de Promoción de Inversión y Enlace con el Sector
(jcastro@energia.gob.mx)

Merlin Cochran West

Director General Adjunto
mcochran@energia.gob.mx

Mayelli Hernández Juárez

Directora de Identificación de Áreas a Licitarse
(mhjuarez@energia.gob.mx)

Alfredo Miranda González

Director de Área
(amirandag@energia.gob.mx)

Luis Enrique Romero Carranza

Subdirector de Evaluación de Proyecto y Permisos Petroleros
(leromero@energia.gob.mx)

Ulises Fuentes Carrasco

Subdirector de Estadística para Operaciones Petroleras
(ufuentes@energia.gob.mx)

Mauricio René Ramos Álvarez

Subdirector de Área
(mrramos@energia.gob.mx)

Miguel Angel Bautista Mercado

Jefe de Departamento
(mabautista@energia.gob.mx)

Gabriela Rodríguez Martínez

Jefa de Departamento
(grodriguez@energia.gob.mx)

Agradecimientos

A la Comisión Nacional de Hidrocarburos por el apoyo técnico brindado.
A los Gobiernos estatales participantes en las encuestas.
A las empresas de la industria participantes en las encuestas.



Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019
Evaluación 2016 y Nueva Estrategia 2017

Contenido

Nota al Plan Quinquenal: Evaluación 2016 y Nueva Estrategia 2017	6
1. Introducción	9
1.1. Reforma Energética.....	9
1.2. Ronda Cero	11
1.3. Ronda Uno.....	13
1.4. Ronda Dos.....	16
2. Marco normativo	20
2.1. Ley de Hidrocarburos.....	20
2.2. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.....	21
3. Política energética	22
3.1. Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía.....	22
3.2. Restitución de reservas	23
4. Recursos de hidrocarburos en México	25
4.1. Provincias geológicas y petroleras	25
4.2. Recursos petroleros.....	27
4.2.1. Reservas de hidrocarburos	29
4.2.2. Volumen remanente de hidrocarburos	31
4.3. Recursos prospectivos.....	32
4.4. Distribución de reservas por entidad federativa	34
5. Proceso de evaluación del Plan Quinquenal	37
5.1. Retroalimentación.....	38
5.2. Nominaciones.....	38
5.3. Encuestas a la industria y a los gobiernos estatales	40
5.4. Asistencia técnica de la CNH.....	41
5.5. Áreas no licitadas en Ronda Uno	42
6. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019	43



6.1. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos	46
6.1.1. Aguas profundas	48
6.1.2. Aguas someras	49
6.1.3. Áreas terrestres convencionales	50
6.1.4. Áreas terrestres no convencionales	51
6.2. Áreas para la extracción de hidrocarburos	52
6.2.1. Aguas profundas	53
6.2.2. Aguas someras	54
6.2.3. Áreas terrestres convencionales	55
6.2.4. Áreas terrestres no convencionales	56
6.3. Áreas por entidad federativa	57
ANEXO 1. Información de reservas y volumen remanente por campo y entidad federativa	62
ANEXO 2. Áreas del Plan Quinquenal	96
ANEXO 3. Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura	120
ANEXO 4. Resultados de la encuesta a la industria de exploración y extracción	129



Nota al Plan Quinquenal: Evaluación 2016 y Nueva Estrategia 2017

México inició la implementación de su reforma energética con una intensiva promoción de la exploración y extracción de hidrocarburos, que se materializó con la culminación de la Ronda Uno. La experiencia obtenida durante las pasadas licitaciones ha permitido consolidar un esquema efectivo y transparente que ha derivado en la activa participación de empresas nacionales y extranjeras. El reconocimiento al proceso mexicano ha sido palpable en la consecución de 38 contratos adjudicados para exploración y extracción y un contrato de asociación entre Pemex y terceros, lo que permitirá al país incrementar sus reservas y producción de petróleo y gas, y a su vez captar una importante inversión y detonar la generación de nuevos empleos.

Gracias a la experiencia y reconocimiento obtenidos durante la Ronda Uno, México se coloca como competidor mundial en materia de licitaciones petroleras. Con esa visión se ha evaluado el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019.

Transitar a un escenario competitivo plantea la necesidad de ampliar el aprovechamiento de los recursos, estandarizar procesos y simplificar la planeación y administración de los procesos de licitación. Estos tres elementos – ampliar, estandarizar y simplificar – buscan apoyar la planeación del Gobierno Federal y dar mayor certidumbre a la industria nacional e internacional que esté interesada en invertir y operar en materia de exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país.

La ampliación consistirá en abrir a nominación de la industria todas las áreas contempladas en el presente Plan, a fin de incrementar el número de áreas a licitar, siempre y cuando sean técnicamente justificables como un proyecto potencial a incorporar reservas y agregar producción de hidrocarburos. Hasta ahora se han licitado 4,329 MMbpce de los recursos prospectivos y 273 MMbpce de las Reservas 2P, lo que representa 4.9% y 9.5% respectivamente de los recursos disponibles en control del Estado. Al ritmo registrado a la fecha tomaría entre 20 y 40 años en acceder a los recursos identificados.

La estandarización consistirá en predefinir para el resto de las rondas diversos aspectos necesarios para una buena planeación, como son: áreas por categorías, superficie para cada categoría, calendarización de licitaciones con el fin de posicionar los procesos licitatorios del Estado Mexicano en el mercado internacional en el que competimos.

La simplificación consiste en establecer una revisión continua de capacidades de los interesados, atendiendo a la categoría del proyecto que se trate. Asimismo, se mantendrá un padrón de licitantes precalificados.

Por lo anterior, y en cumplimiento al Reglamento de la Ley de Hidrocarburos que prevé la evaluación del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019, la Secretaría de Energía (SENER) realizó el ejercicio de revisión en 2016 con el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Derivado de lo anterior la SENER presenta en este documento la Nueva Estrategia 2017 del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019.

Durante la evaluación del Plan Quinquenal se retomaron los cuatro procesos fundamentales que se consideraron el año pasado para su definición: 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 de las consideraciones estratégicas de la industria para la inversión y la viabilidad de los proyectos a nivel local. En resumen, el Plan Quinquenal incluye los siguientes cambios con el objeto de consolidar el desarrollo de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos:

1. Se adopta un enfoque que privilegia las áreas de exploración que contienen campos de extracción, integrando así áreas con la columna geológica completa.
2. Se dividen las áreas para licitación en las siguientes cuatro categorías:
 - i) Aguas profundas;
 - ii) Aguas someras;
 - iii) Terrestres no convencionales (Lutitas y Chicontepec), y
 - iv) Terrestres convencionales.
3. Se prevé simplificar el calendario llevando a cabo dos procesos licitatorios por año, de acuerdo a su categoría promoviendo una mejor administración. Se contempla que en el primer semestre se publique la convocatoria para áreas en aguas profundas y terrestres no convencionales, realizando la licitación aproximadamente seis meses después. En el segundo semestre se publicará la convocatoria para áreas en aguas someras y terrestres convencionales y aproximadamente seis meses después se llevaría a cabo la licitación.
4. Se abren todas las áreas a nominaciones de la industria en un periodo continuo y se evaluarán tres meses antes del anuncio de cada convocatoria. Se exhorta a los interesados a nominar las áreas de interés, con el fin de que la SENER evalúe la conveniencia de incluirlas en dicha licitación. Las áreas nominadas deberán ser acompañadas de un sustento técnico a partir de la información disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, de una Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) o de una fuente institucional.
5. Se estandariza el tamaño de las áreas contractuales de acuerdo a su categoría, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1: Superficie aproximada considerada para las áreas a licitar.

Categoría	Superficie (km ²)
Aguas profundas	1,000
Aguas someras	400
Terrestres no convencionales	300
Terrestres convencionales	200

6. Se estandarizarán otros aspectos de las licitaciones de áreas contractuales como el proceso de precalificación, entre otros.

La SENER, con la asistencia técnica de la CNH, seleccionará las áreas en cada proceso de licitación a partir de un análisis individualizado, con el fin de asegurar que cuenten con la materialidad necesaria y la consecuente participación y competencia en las licitaciones.



Con la finalidad de incluir los intereses y derechos de las comunidades y pueblos indígenas en aquellas áreas donde se desarrollen proyectos de exploración y extracción, la SENER, en coordinación con la Secretaría de Gobernación, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y con la participación de la CNH y los gobiernos estatales, llevará a cabo los procedimientos de consulta previa, libre e informada, con el objetivo de alcanzar acuerdos y obtener el consentimiento de esas comunidades, en cumplimiento a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, a la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, así como al Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo sobre Pueblos Indígenas y Tribales.

Con base en el artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos y a propuesta de la SENER el Ejecutivo Federal estableció cinco Zonas de Salvaguarda en las áreas de reserva en las que el Estado prohíbe las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. El 7 de diciembre de 2016 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los decretos por los cuales se establecieron las Zonas de Salvaguarda que se mencionan a continuación:

- Manglares y Sitios Ramsar
- Región Selva Lacandona
- Plataforma de Yucatán y Caribe Mexicano
- Arrecifes de Coral del Golfo de México y Caribe Mexicano
- Golfo de California, Península de Baja California y Pacífico Sudcaliforniano

En este sentido el Plan Quinquenal excluye las 5 áreas que forman parte de las Zonas de Salvaguarda y las 181 Áreas Naturales Protegidas en donde no se pueden realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Cabe destacar que conforme se obtenga más información derivado de las ARES la industria contará con más elementos para solicitar la inclusión de áreas en futuras licitaciones.

La nueva estrategia del Plan Quinquenal brinda condiciones para que México aproveche plenamente áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos que suman una superficie de 239,007.3 km², con recursos prospectivos equivalentes a 42,680.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y volumen original remanente por 47,590 MMbpce.



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 para la definición de las licitaciones a realizarse en un horizonte de cinco años.¹

En 2015, la SENER publicó la primera versión del Plan Quinquenal a partir de la propuesta de la CNH, con base en un análisis que consideró 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 en la versión publicada en octubre de 2015. En este documento se evalúa la ejecución de esa versión del Plan Quinquenal y se realizan modificaciones que responden a las necesidades de la nueva industria de exploración y extracción de hidrocarburos en México.

El Plan Quinquenal considera las áreas y los campos destinados para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos terrestres convencionales y terrestres no convencionales, así como en aguas someras y 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.

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.

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, fortalecerá y transparentará la administración de los ingresos petroleros e impulsará el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.²

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. Estos retos son, en materia exploratoria, la reclasificación de los recursos prospectivos en reservas y, en materia de producción, el incremento del factor de recuperación de los campos. 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).

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. 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.³ 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. 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.

² 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 30 de agosto de 2016.

³ 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 2016.



Los procesos de licitación deberán ser realizados bajo los principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez. 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.⁴

El 13 de agosto de 2014, la SENER otorgó a PEMEX 489 Asignaciones, de las cuales 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados hasta que el Estado las licite.⁵ En este proceso, la SENER contó con la asistencia técnica de la CNH para evaluar las capacidades técnicas, financieras y de ejecución de PEMEX para cada área en exploración o campo en extracción que la empresa productiva del Estado solicitó el 21 de marzo de 2014. A partir de este proceso se estableció un balance entre los recursos que PEMEX operará en el mediano plazo y los que el Estado administrará y otorgará a través de licitaciones posteriores.

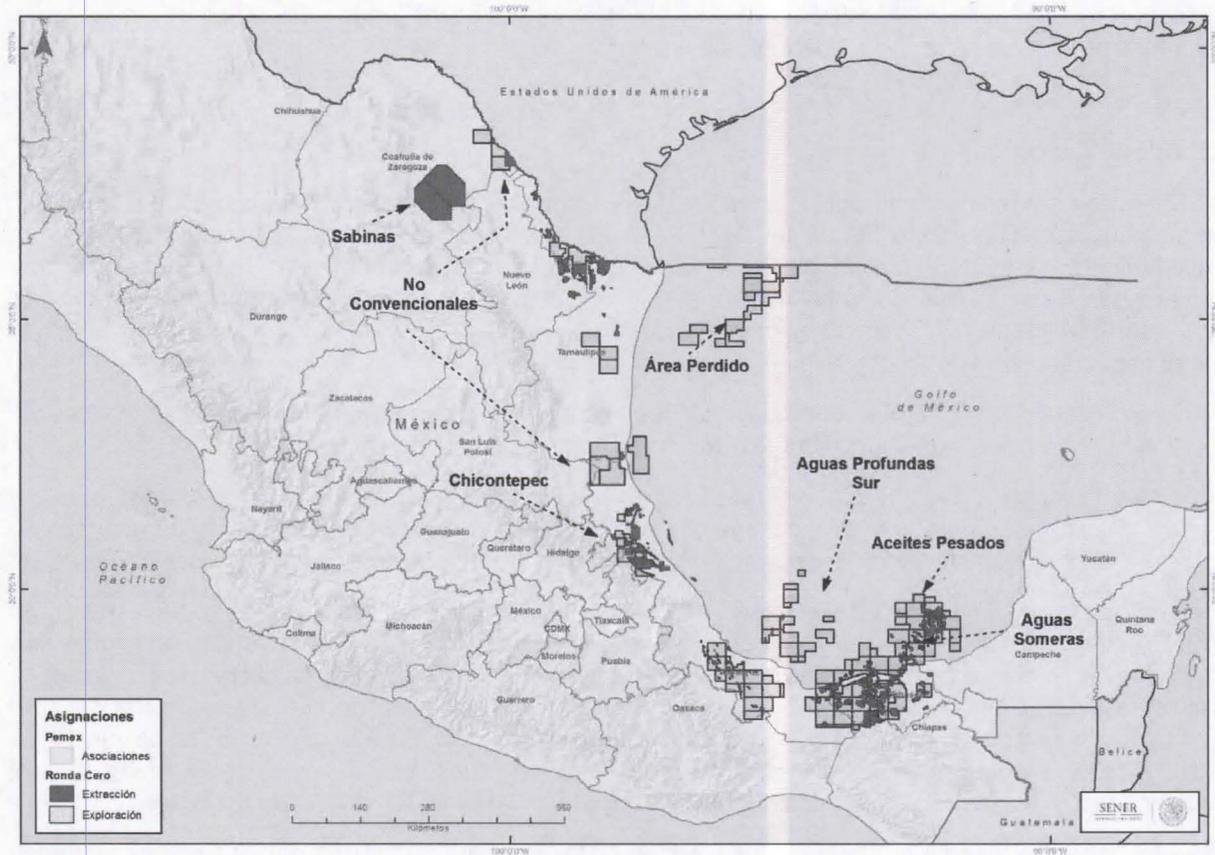
El siguiente mapa [Mapa 1] muestra la localización de las asignaciones otorgadas en Ronda Cero, en el cual se enfatiza que una parte importante de las áreas de exploración se encuentra en aguas someras, en las que PEMEX ha demostrado tener un alto desempeño a nivel internacional.

⁴ Pemex. 2014. Asociaciones de Pemex. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55587/Ficha_tecnica_asociaciones.pdf, consultado el 8 de agosto de 2016.

⁵ SENER. 2014. Ronda Cero. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf, consultada el 6 de agosto de 2016.



Mapa 1. Asignaciones otorgadas a PEMEX, Ronda Cero



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

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

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

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



Al cierre del 2016, PEMEX solicitó la migración de 23 asignaciones a once contratos de exploración y extracción, manifestando su interés en celebrar una alianza o asociación con personas morales considerando la complejidad técnica y alto requerimiento de capital de las áreas y campos a desarrollar. Los campos comprendidos en dichas solicitudes son los siguientes: Ek, Balam, Boluntikú, Sinán, Ogarrio, Rodador, Samaria, Ayatsil, Tekel, Utsil, Cárdenas, Mora, Kunah, Piklis, Trion, Ayin, Xulum, Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap.

Para el caso de Trion, PEMEX solicitó la migración de dos asignaciones (AE-0092-Cinturón Subsalino-10 y AE-0093-Cinturón Subsalino-11) a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos. Una vez notificada la procedencia de la migración, la SENER y la SHCP determinaron el tipo de contrato y los términos fiscales del mismo para estar en posibilidad de emitir la convocatoria correspondiente. El 28 de julio de 2016, la CNH publicó la convocatoria y las bases de la licitación dirigidas a empresas interesadas en establecer alianzas estratégicas con PEMEX que pudieran demostrar solvencia y con capacidad y experiencia probadas en aguas ultra profundas.

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

Tabla 2. 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 comprendió una serie de licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, llevadas a cabo por el Estado mexicano. La primera aproximación de la Ronda Uno se presentó el 13 de agosto de 2014 y consistió en un portafolio de áreas y campos de diversas categorías. Fue la ronda fundacional del Plan Quinquenal⁶ y con la que se dio 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.

⁶ CNH. 2015. Ronda Uno. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/r01-licitaciones/>, consultado el: 19 de septiembre de 2016.



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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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



Durante el mes de diciembre de 2015 se publicó la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno, mediante la cual inició el proceso de licitación de diez áreas con un contrato de licencia en aguas profundas y ultra profundas. Cuatro áreas contractuales se localizan en el Cinturón Plegado Perdido con una extensión de 8,218 km², y seis se encuentran en la Cuenca Salina del Istmo, con una extensión de 15,617 km². El 5 de diciembre de 2016 se realizó la presentación de propuestas para dicha licitación y se adjudicaron ocho de las 10 áreas. Los licitantes ganadores se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 6. Licitantes ganadores de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno.

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

Asimismo, el 5 de diciembre de 2016 se realizó la apertura de propuestas para la asociación de Trion con Pemex. Trion se encuentra en el Cinturón Plegado Perdido y tiene una superficie de 1,285 km² y cuenta con un volumen técnicamente recuperable 3P de 485.4 MMbpce. La empresa que resultó ganadora fue BHP Billiton de Australia, dado que ofreció el valor máximo establecido por la SHCP de 4% para el Valor de la Regalía Adicional y un pago para desempate de USD 624,000,000 (seiscientos veinticuatro millones).

1.4. Ronda Dos

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

En la primera Convocatoria de la Ronda Dos, anunciada el 20 de julio de 2016, se consideran 15 áreas contractuales en las Cuencas del Sureste, Tampico Misantla y Veracruz. Aproximadamente 51% del



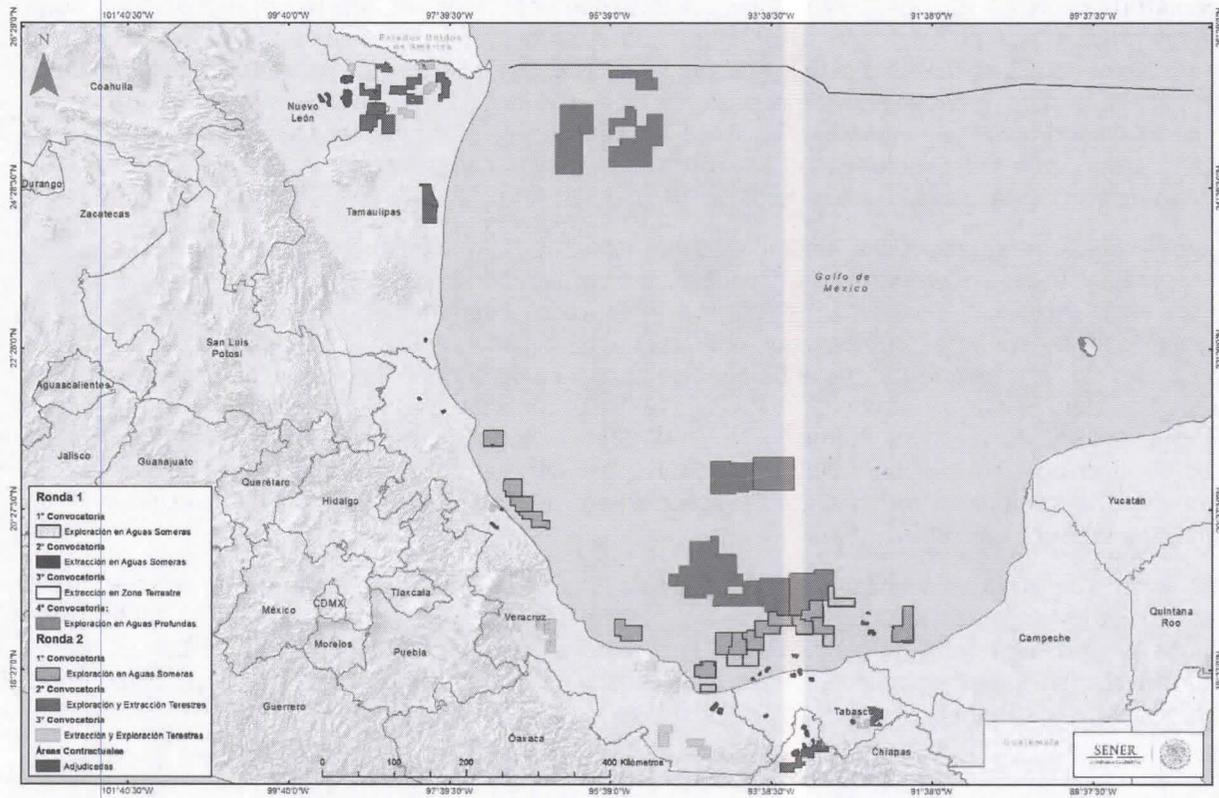
área no adjudicada durante la 1ª y 2ª convocatorias de la Ronda Uno se incluyó en esta primera convocatoria de la Ronda Dos. En total, las áreas tienen una extensión territorial de 8,900 km², con recursos prospectivos promedio de 180 MMbpce por área contractual y tienen un tirante de agua de hasta 500 metros. De acuerdo a la información de la CNH, en estos bloques se podrá encontrar aceite ligero, aceite pesado, gas húmedo y gas seco. Para estas áreas se utilizará un contrato de producción compartida y la propuesta ganadora, al igual que las licitaciones anteriores, será aquella que ofrezca una mayor participación del Estado en las utilidades y el mayor compromiso de inversión adicional. La apertura de propuestas se realizará en junio de 2017.

En agosto de 2016 se anunció la segunda Convocatoria de la Ronda Dos, cuyo objetivo es licitar 12 áreas para exploración terrestre con capacidad de producción probada. Las áreas, ubicadas en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Tabasco y Veracruz, cuentan con reservas probadas de gas húmedo donde existe infraestructura que podrá ser aprovechada y, en su caso, adaptada a las nuevas necesidades. Se pretende licitar nueve bloques de la cuenca de Burgos al norte del país y tres bloques más pertenecientes a la cuenca del Sureste. Las 12 áreas contractuales tienen una superficie de 5,066 km², con recursos prospectivos promedio de 53.9 MMbpce. Actualmente, las áreas incluyen 39 campos cuyos factores de recuperación van de 1% a 55%. Debido a las características del recurso, la SENER determinó que se utilizará un contrato de licencia para administrar estas áreas. La presentación de propuestas será el 12 de julio de 2017.

En noviembre de 2016 se anunció la tercera convocatoria de la Ronda Dos en la que se consideran 14 áreas terrestres convencionales que en conjunto tienen una superficie de 2,595 km², 251 MMbpce de recursos prospectivos y 28 MMbpce de volumen original remanente. Estas áreas se ubican en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz y Tabasco e incluyen 25 campos. Se utilizará un contrato de licencia y la fecha para la apertura de propuestas es el 12 de julio de 2017.



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



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

La Tabla 7 muestra un resumen de la distribución de recursos, tipos de contratos y ubicación de las áreas y campos incluidos en las cuatro convocatorias de la Ronda Uno y las tres primeras convocatorias de la Rondá Dos. Destaca la diversidad del portafolio en cuanto al tipo de recursos, materialidad de los proyectos, así como el modelo de contrato propuesto a fin de promover una mayor inversión en los distintos tipos de áreas y campos en proceso de licitación.

Tabla 7. Información de Ronda Uno y Ronda Dos

Concepto	Ronda Uno				Ronda Dos		
	Primera Convocatoria	Segunda Convocatoria	Tercera Convocatoria	Cuarta Convocatoria	Primera Convocatoria	Segunda Convocatoria	Tercera Convocatoria
Recursos prospectivos* (MMbpce)	687	-	-	2,907	1,586	643	251
Reservas certificadas (MMbpce)	-	1P: 143 2P: 355 3P: 671	Volumen remanente: 1,882	-	Volumen remanente: 869	Volumen remanente: 93	Volumen remanente: 328
Área total (km ²)	4,222	281	777	23,835	8,909	5,066	2,595
Tamaño de bloques/ campos (km ²)	116 – 500	42 – 68	7 – 135	1,678 – 3,287	466 – 972	349 – 479	
Numero de bloques/campos	14	9 campos, en 5 contratos.	25	10	15	12	14
Categoría	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres convencionales	Aguas profundas	Aguas someras	Terrestres convencionales	Terrestres convencionales
Modalidad de contratación	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia	Producción compartida	Licencia	Licencia
Presentación de Propuestas	15 de julio de 2015	30 de septiembre de 2015	15 de diciembre de 2015	05 de diciembre de 2016	19 de junio de 2017	12 de julio de 2017	12 de julio de 2017
Contratos Adjudicados	Bloques 2 y 7	áreas contractuales 1, 2 y 4	25 áreas contractuales	8 áreas contractuales	-	-	-

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

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



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 pretende licitar en cinco años. Estos procesos de licitación serán públicos, abiertos e internacionales y ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contrato y lineamientos técnicos definidos por la SENER; y los términos fiscales 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 a las mejores prácticas de la industria y a 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 (COFECE) 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.

La CNH administra y supervisa técnicamente los contratos adjudicados, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) los regula, supervisa y sanciona 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) recibe, administra, invierte y distribuye 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.⁷ 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.

El artículo 26 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos indica que durante el mes de junio de cada quinquenio la CNH deberá proponer a la SENER el Plan Quinquenal y dicha dependencia deberá resolver su aprobación dentro de los sesenta días hábiles siguientes a su recepción y lo publicará en su página electrónica. Con base en este artículo se puede determinar que en junio de 2020 la CNH deberá realizar la propuesta de Plan Quinquenal para el periodo 2020-2024 y posteriormente esta deberá ser revisada y aprobada por la SENER.

A fin de que el Plan Quinquenal sea un instrumento para los actores del sector que les permita planear a mediano plazo se considerará la posibilidad de elaborar y publicar para consulta pública una propuesta preliminar del Plan Quinquenal 2020-2024 en el año 2018. De esta manera la industria, los gobiernos locales y la sociedad podrán efectuar comentarios a dicho documento, antes de que sea propuesto formalmente por la CNH a la SENER.

⁷ Diario Oficial de la Federación. 2014. REGLAMENTO de la Ley de Hidrocarburos. DOF: 31/10/2014. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366671&fecha=31/10/2014, consultado el 4 de agosto del 2016.



3. Política energética

El Plan Quinquenal contribuye directamente a las Metas Nacionales establecidas en el PND y a las metas de producción descritas en el PROSENER, y se establece como una pieza esencial para fomentar el desarrollo sostenible del país en términos energéticos y económicos.

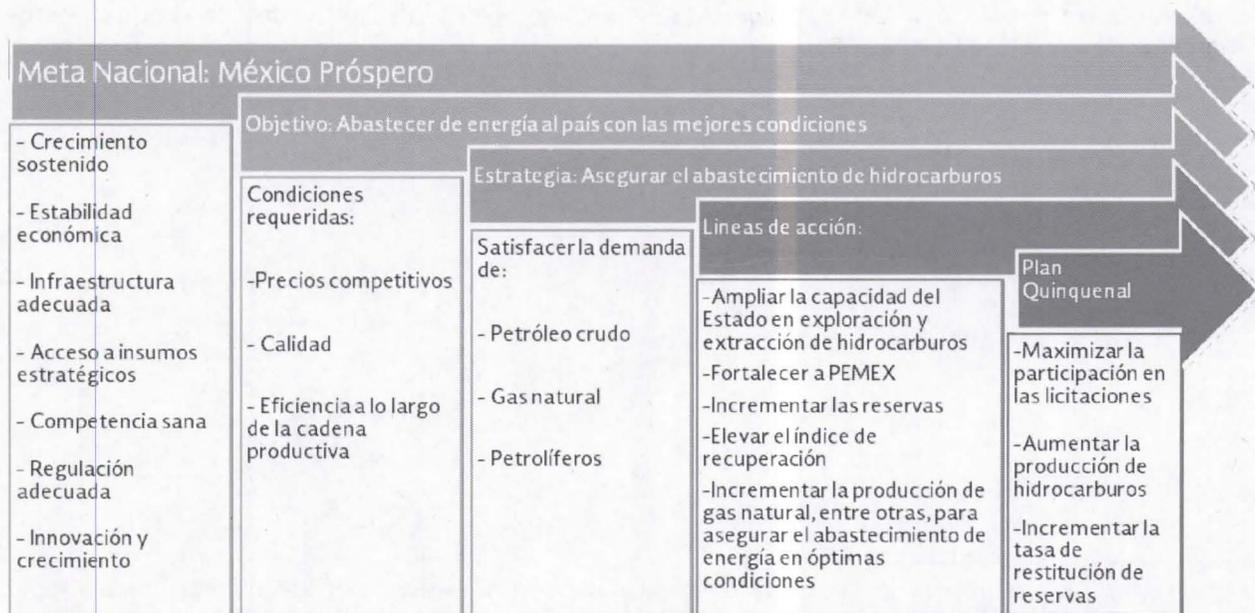
3.1. Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía

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, este instrumento de política energética 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 plazos, las empresas que resulten ganadoras en las licitaciones 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 un 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. 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:

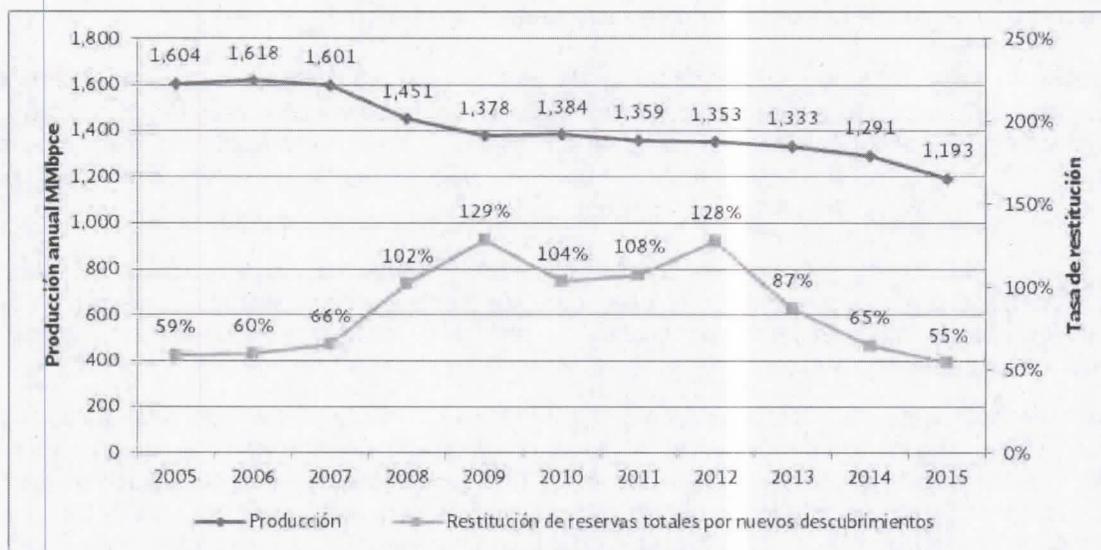
$$\text{Tasa Integral} = \frac{\text{Incorporación} + \text{Delimitación} + \text{Desarrollo} + \text{Revisión}}{\text{Producción}} \times 100$$



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 2015, la producción anual se ubicó en 1,193MMbpce y la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos descendió a 55% como se aprecia en la Gráfica 1. Para incrementar esta tasa, 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 1. Producción anual y tasa de restitución de reservas



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

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



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 de los 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. De estas provincias, 23 cuentan con sistemas petroleros identificados a partir del grado de conocimiento geológico actual, los cuales sustentan la exploración de hidrocarburos.

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

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

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

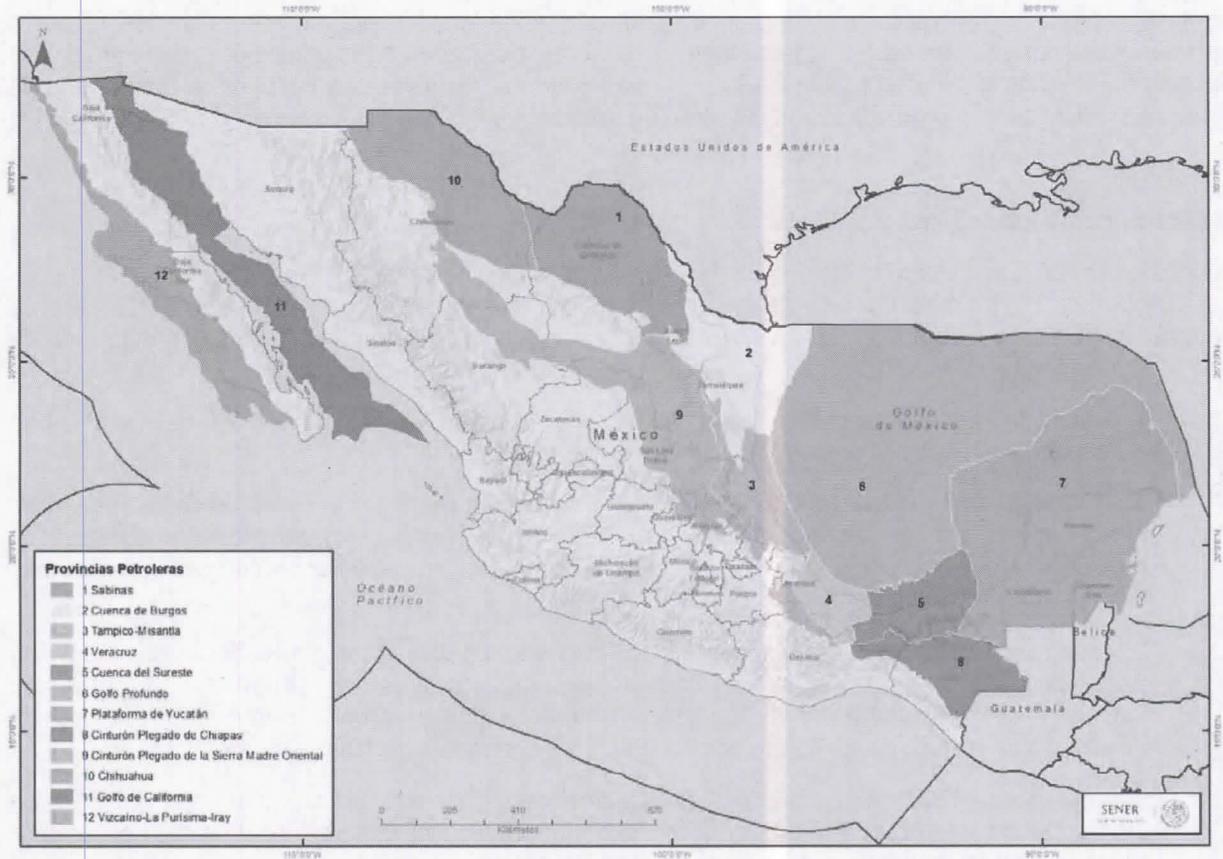
3.- Tampico-Misantla: Es productora principalmente de aceite. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran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

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

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



Mapa 3. Provincias petroleras de México



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

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

8.- Cinturón Plegado de Chiapas: En esta provincia se ha establecido producción comercial de aceite y condensados. Las rocas generadoras corresponden a calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano y secuencias carbonatada-evaporíticas del Cretácico Inferior-Medio. Los hidrocarburos están almacenados en calizas y dolomías del Cretácico en trampas



estructurales originadas por el evento tectónico Chiapaneco. Existen descubrimientos en su porción norte, centro y oriente.

9.- Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental: Constituida por la cadena de pliegues y fallas más extensa de México. Las rocas generadoras son del Jurásico Superior, las almacenadoras son siliciclastos y carbonatos del Jurásico y Cretácico. Las trampas son estructurales 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 acuíferos 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 convencionales⁸ 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 of Petroleum Geologists*. A esta clasificación se le denomina *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

⁸ Los recursos no convencionales son aquellos hidrocarburos que están contenidos en formaciones que requieren de técnicas especiales de explotación y, por tanto, podrían demandar mayores inversiones en comparación con la explotación de recursos convencionales.



De conformidad con la evaluación, al 1 de enero de 2016, los recursos petroleros de México [Tabla 8] aún no descubiertos se estiman en 112,834 MMbpce, de los cuales 52,629 MMbpce (47%) corresponden a recursos convencionales y 60,205 MMbpce (53%) a recursos no convencionales. En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 26,140.3 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 10,242.7 MMbpce son reservas probadas (1P)⁹.

Tabla 8. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2016 (MMbpce)

Provincia petrolera*	Producción acumulada		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sabinas-Burro-Picachos	94.8	0.2	7.2	20.7	51.0	395	13,950
Burgos	2,275	4.0	228.6	380.0	562.8	3,204	10,770
Tampico-Misantla**	7,245.8	12.8	901.8	3,983.6	6,718.7	2,347	34,922
Veracruz	823.3	1.4	155.5	196.4	231.8	1,432	563
Cuencas del Sureste	46,330.9	81.6	8,855.3	13,038.2	18,095.4	14,466	
Golfo de México Profundo			93.8	167.5	467.6	27,835	
Plataforma de Yucatán						1,778	
Cinturón Plegado de Chiapas	22.5		0.6	5.8	13.1	1,172	
Total	56,792.7	100	10,242.7	17,792.3	26,140.3	52,629	60,205

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

En términos generales, en la tabla anterior, tres provincias petroleras sobresalen por su potencial: Cuencas del Sureste, Golfo de México Profundo y Tampico Misantla. La primera, Cuencas del Sureste, ha sido históricamente la que mayor producción ha aportado, acumulando 46,330.9 MMbpce (81.6% de la producción total). Además, cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (69.2% del total) y con un importante volumen de recursos prospectivos estimado en 14,466 MMbpce.

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

Las cifras anteriores destacan el potencial con el que cuenta México. Es importante añadir que la Tabla 8 se realizó con base en la información derivada de las actividades productivas y exploratorias de PEMEX, que hasta 2015 fue el único productor de petróleo y gas en México. Por lo tanto, con el fin de

⁹ Con base en el reporte anual al 1 de enero de 2016 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se consideran las reservas probables y posibles del campo Akal, en términos de los artículos 24 y 25 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.



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.

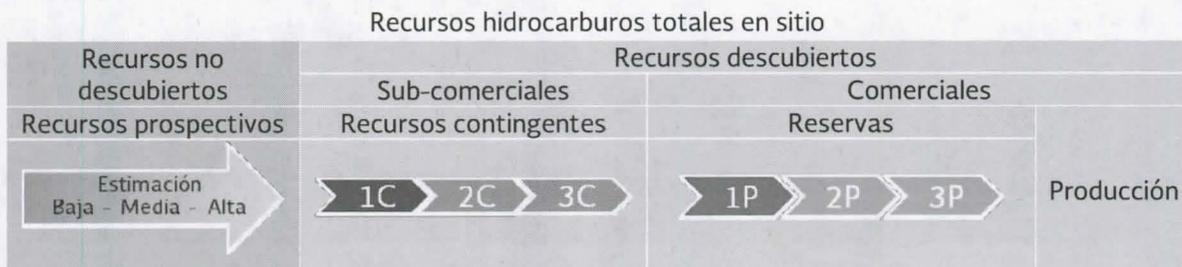
A través del Plan Quinquenal se sientan las bases para promover la actividad física y mejorar el desempeño en términos de incorporación de reservas y nuevos descubrimientos.

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.08.001/12.¹⁰ 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*¹¹. La Tabla 9 muestra la clasificación de las reservas bajo estos criterios.

Tabla 9. 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.

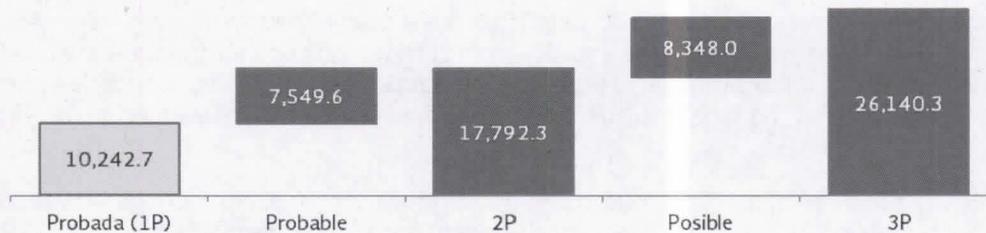
¹⁰ Diario Oficial de la Federación. 2012. Resolución CNH.08.001/12 por la que se modifica la Resolución CNH.07.001/10 en la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a 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 agosto de 2016.

¹¹ 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 6 de agosto de 2016.



De acuerdo a la evaluación al 1 de enero de 2016 [Gráfica 2], México cuenta con reservas totales por 26,140.3 MMbpce, probadas de 10,242.7 MMbpce¹², probables por 7,549.6 MMbpce y posibles por 8,348.0 MMbpce. Como lo muestra la siguiente gráfica, más de la mitad de las reservas (68%) se clasifican como reservas 2P.

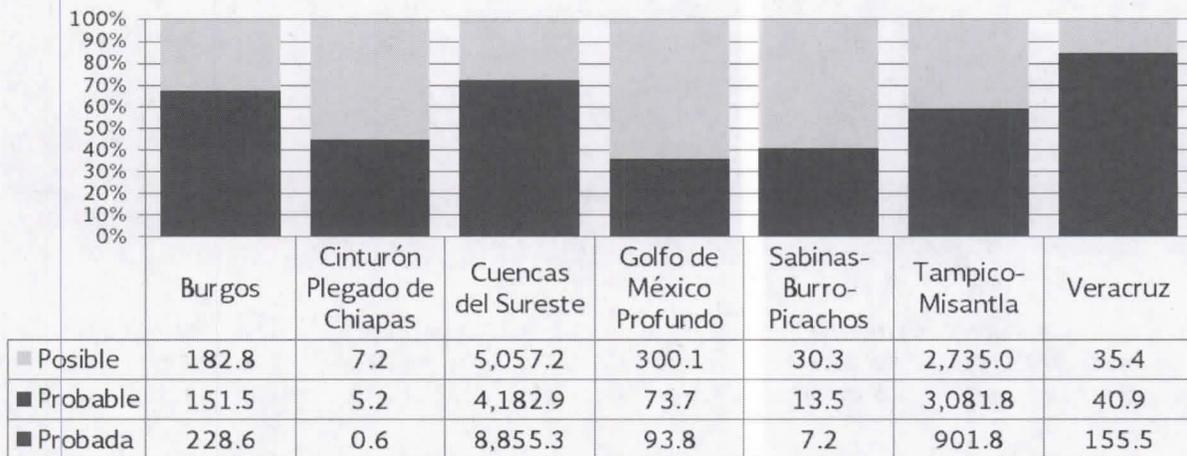
Gráfica 2: Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2016 (MMbpce)



Fuente: SENER, 2016.

En términos comparativos entre las provincias petroleras, la Gráfica 3 muestra que 95.3% de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Éstas poseen 95.6% y 92.5% de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 26,140.3 MMbpce, las reservas probadas equivalen al 39% (10,242.7 MMbpce), mientras que las reservas probables y posibles, equivalen al 29% (7,549.6 MMbpce) y al 32% (8,348.0 MMbpce), respectivamente.

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



Fuente: SENER, 2016.

¹² 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 25 de septiembre de 2016.



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.

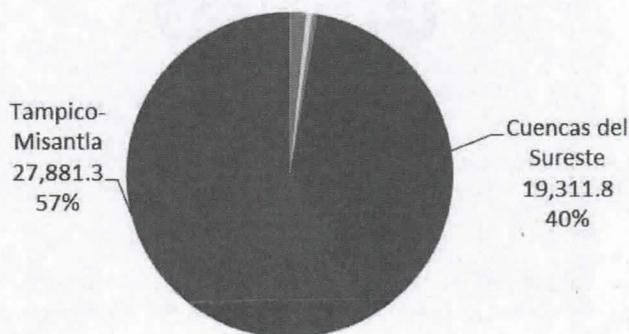
La evaluación de reservas al 1 de enero de 2016 se realizó considerando el marco institucional y la flexibilidad operativa y contractual de PEMEX como única empresa operadora en el país. A partir de la Reforma Energética, es necesario considerar la eventual participación de empresas operadoras que pudieran 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 2016, se reportan 48,537.3 MMbpce de volumen remanente para campos a licitar por parte del Estado [Gráfica 4], de los cuales 97.2% se concentra en las provincias de Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla.

Gráfica 4. Volumen remanente para ser considerado en licitaciones al 1 de enero de 2016 (MMbpce)



Fuente: SENER, 2016.

Una conclusión consistente entre las estimaciones de las reservas y el volumen remanente es que ambos datos indican que las provincias con mayor potencial son las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla.



Consecuentemente, en las últimas décadas, PEMEX ha concentrado sus actividades en estas provincias petroleras. La planeación de las actividades de exploración para incrementar la incorporación de reservas habrá de considerar este análisis a fin de proponer áreas de licitación para la exploración y extracción que resulten atractivas y atraigan mayor inversión.

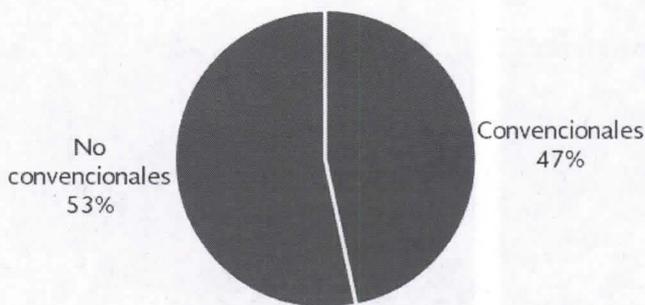
En este sentido, la siguiente sección presenta información de los recursos prospectivos documentados y no documentados de hidrocarburos.

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.¹³

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

Gráfica 5. Recursos prospectivos de hidrocarburos al 1 de enero de 2016 (MMbpce)



Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2013 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 10].

¹³ 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 julio de 2016.



- 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 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 10. Recursos prospectivos en México (MMbpce)

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

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2013 y Base de Datos de Plays, 2014, PEMEX.

En términos de la distribución de recursos prospectivos de acuerdo con su Provincia Petrolera respectiva, la siguiente tabla [Tabla 7] indica que tanto las Cuencas del Sureste como el Golfo de México Profundo son las que reportan mayor potencial. De acuerdo con la Tabla 11, 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.

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



Tabla 11. Estimación de recursos prospectivos convencionales documentados y plays con recursos prospectivos no documentados por provincia petrolera

Provincia petrolera	Recurso prospectivo documentado (MMbpce)			Plays con recursos prospectivos no documentados	
	Certidumbre P ₁₀	Certidumbre P _{media}	Certidumbre P ₉₀	Establecido	Hipotético
Burgos	5,669	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: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2013 y Base de Datos de Plays, 2014 PEMEX.

4.4. Distribución de reservas por entidad federativa

La Tabla 12 presenta la distribución de reservas y volumen remanente 3P, en función a su distribución en las diferentes entidades que cuentan con recursos de hidrocarburos. Para ello se considera, en primer lugar, las reservas de los campos que están completamente contenidos en las entidades federativas; en segundo, se identifican aquéllos cuya reserva está compartida entre dos o más entidades federativas; y, finalmente, se identifican los campos ubicados en aguas territoriales.

La descripción considera las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por PEMEX al 1 de enero de 2016, que abarcan el desarrollo de 760 campos, de los cuales 598 están ubicados en 10 entidades federativas, 46 en dos o más entidades federativas y 116 en las aguas territoriales del Golfo de México. La tabla siguiente muestra el detalle de la distribución por ubicación del campo.



Tabla 12. Distribución de reservas por ubicación

Ubicación	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente (MMbpce)	%
		1P	2P	3P		
Marino	115	6,878.0	10,747.9	15,500.1	95,508.4	41.3
Terrestre	632	3,187.0	6,817.2	10,395.6	132,868.2	57.5
Transicional	13	177.7	227.2	244.6	2,742.9	1.2
Total general	760	10,242.7	17,792.3	26,140.3	231,119.6	100

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

En la Tabla 13 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 reserva remanente 2P (4,630.5 MMbpce) y de volumen original 3P remanente (95,508.3 MMbpce).

Estas tres entidades contienen 63% de los campos, 26% de la reserva remanente 2P y 42% del volumen original remanente.

Tabla 13. Estimación de reservas por Entidad Federativa

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Veracruz	195	573.7	2,122.3	3,787.9	62,795.5
Tabasco	104	1877	2,220.5	2,669.2	29,185.2
Tamaulipas	176	169.3	287.7	408.6	4,527.7
Chiapas	19	36.6	46.0	57.5	1,671.3
Puebla	6	33.0	114.5	162.5	951.2
Nuevo León	67	91.8	147.3	232.9	676.5
Coahuila	26	6.3	11.1	18.9	249.8
Campeche	4	22.2	36.3	46.4	69.7
Hidalgo	1	0.0	0.0	0.0	0.2
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Aguas Territoriales	109	6,878.0	10,753.6	15,514.0	95,593.0
Compartidos	46	554.9	2,053.0	3,242.3	35,399.6
Total	760	10,242.7	17,792.3	26,140.3	231,119.6

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

Posteriormente, figuran Nuevo León, Chiapas y Coahuila, que en su conjunto agrupan a 112 campos, en tanto que su reserva remanente 2P representa 1.1% del total y 1.1% del volumen remanente. A pesar de su baja participación actual, se estima que el incremento en los estudios técnicos permitirá incrementar los recursos de hidrocarburos, particularmente de no convencionales en el mediano plazo.



De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 46 campos que acumulan reservas totales por 3,242.3 MMbpce y un volumen original remanente aproximado de 35,399.6 MMbpce, es decir, 15.3% del total. La Tabla 14 presenta el detalle de esta información.

Tabla 14. Reservas remanentes en campos compartidos

Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Nuevo León – Tamaulipas	13	34.1	54.7	72.3	236.6
Puebla – Veracruz	12	331.0	1,703.1	2,575.1	23,738.7
Chiapas – Tabasco	9	124.9	149.9	283.0	4,623.9
Tabasco - Veracruz	5	27.5	31.7	32.3	628.4
Campeche - Tabasco	2	2.9	3.8	4.3	24.9
Tamaulipas - Veracruz	2	0.1	0.1	0.1	74.6
Hidalgo - Veracruz	1	4.0	74.2	229.6	3,316.8
San Luis Potosí - Veracruz	1	0.1	0.3	1.8	182.2
San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz	1	30.3	35.3	43.8	2,573.8
Total	46	554.9	2,053.0	3,242.3	35,399.6

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

Respecto a la tabla anterior, se observa que Puebla y Veracruz comparten 23,738.7 MMbpce de volumen original remanente y 2,575.1 MMbpce de reserva 3P aproximadamente, cifras que representan 67.1% y 79.4% del total, respectivamente. Este recurso proviene principalmente de la provincia de Tampico-Misantla.

En el Anexo 1 se presenta la información de la evaluación de reservas al 1 de enero de 2016 realizada por PEMEX y aprobada por la CNH.



5. Proceso de evaluación del Plan Quinquenal

El 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 30 de septiembre de 2015. Lo anterior, en cumplimiento al artículo 27 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Con base en el mismo artículo, la SENER realizó la evaluación de la ejecución del Plan Quinquenal durante el tercer trimestre de 2016.

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

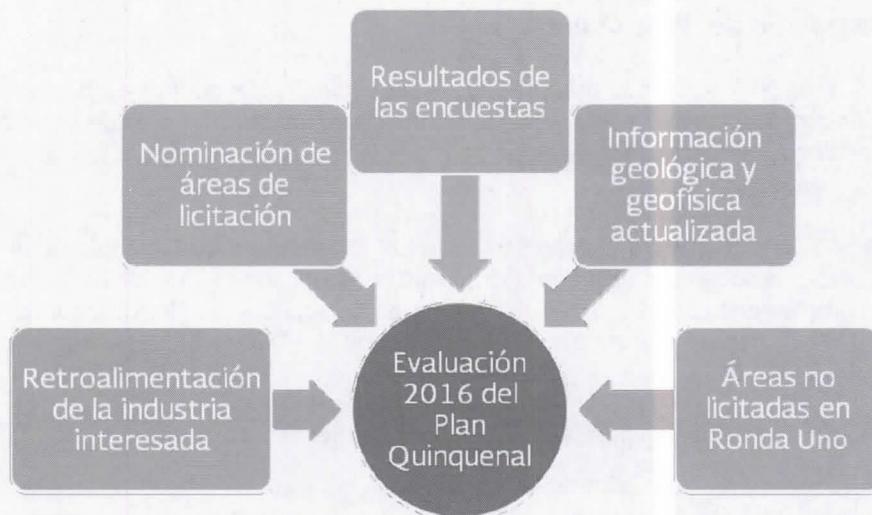
- 1) Diseñar áreas de licitación que promuevan la competencia entre empresas y que permitan incrementar la producción de hidrocarburos así como la tasa de restitución de reservas, a fin de maximizar los ingresos petroleros del Estado.
- 2) Identificar y considerar aspectos críticos que puedan comprometer 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 la 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 evaluación del Plan Quinquenal consideró cinco 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, la actualización de la información geológica y geofísica a disposición de la CNH y las áreas que no se licitaron en la Ronda Uno. Los elementos que influyeron en la configuración de las áreas a licitar en el Plan Quinquenal se muestran en la Ilustración 2.



Ilustración 2. Elementos de la Evaluación 2015 del Plan Quinquenal



5.1. Retroalimentación

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 se resume a continuación:

- Incluir áreas que no se contemplaron originalmente y en las que se existen proyectos derivados de las ARES.
- Reprogramar áreas que no fueron licitadas en la Ronda Uno (crudo extrapesado, Chicontepec y No Convencionales).
- Incluir áreas en el Golfo de México con tirantes de agua de entre 3,400 y 3,600 metros a fin de incentivar la exploración en aguas ultra profundas, y así motivar el desarrollo de la tecnología requerida para la extracción de hidrocarburos en esas áreas.
- Adoptar un enfoque que privilegia las áreas de exploración que incorporan campos de extracción integrando áreas con la columna geológica completa.
- Incluir el mayor número de áreas a fin de reducir los tiempos para los descubrimientos y la producción.

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

5.2. Nominaciones

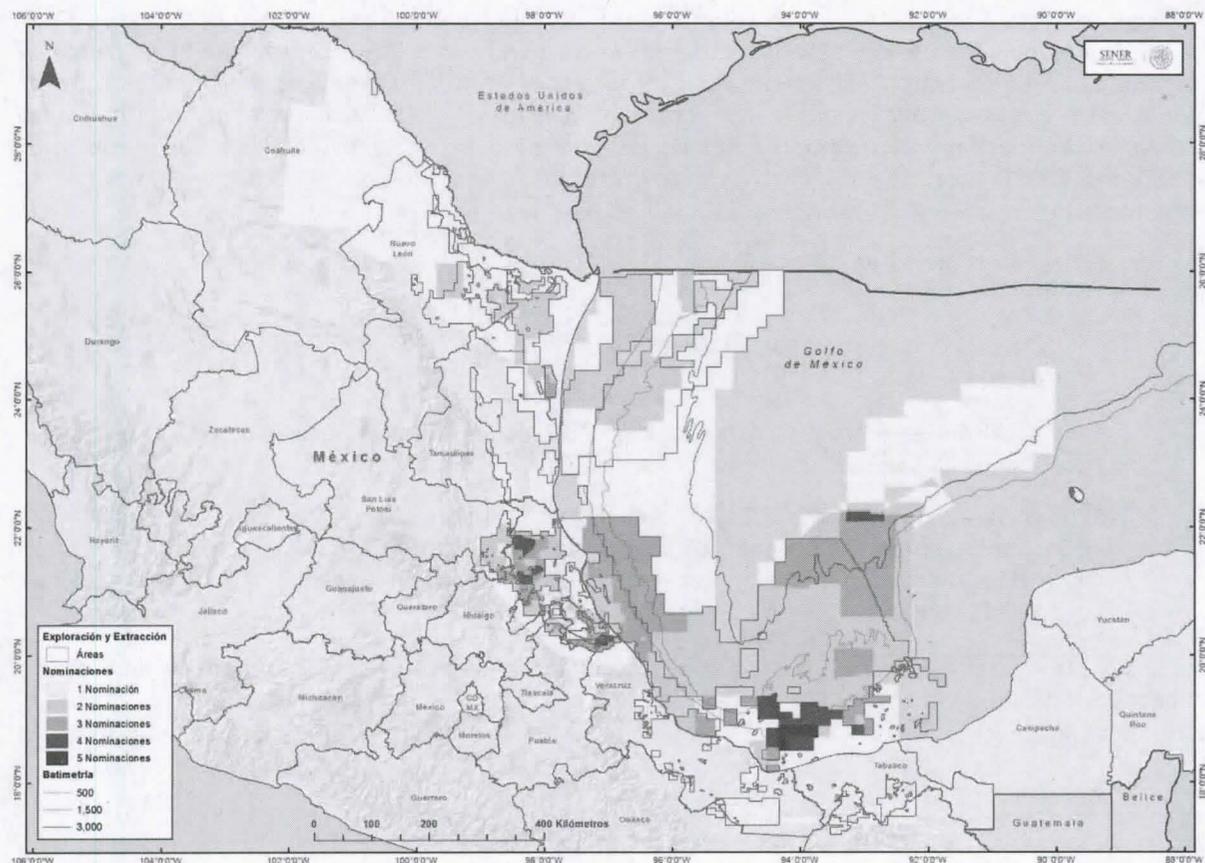
El artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos indica que cualquier empresa productiva del Estado o persona moral podrá poner a consideración de la SENER, áreas sobre las cuales exista interés para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La SENER valorará la información recibida 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. Trece 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. Estas empresas también mostraron interés en que el Plan Quinquenal reflejara las áreas para las cuales compraron información generada a partir de las ARES otorgadas por la CNH.

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 muestra las áreas nominadas por la industria.

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



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 aquéllas con rocas generadoras inmaduras o demasiado maduras, sin que esto signifique que en la siguiente



evaluación del presente Plan, pueda ser mejor justificadas, y evaluadas con el fin de incluirlas en futuras versiones.

En síntesis, el proceso de nominación permitió reconocer el interés en áreas no consideradas en la versión anterior con mayor precisión que el año pasado, ya que las empresas ahora cuentan con información de mejor calidad, misma que es administrada por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

5.3. Encuestas a la industria y a los gobiernos estatales

Con el objetivo de construir un proceso participativo y de diálogo entre actores involucrados en las licitaciones, 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.¹⁴ De acuerdo con las mejores prácticas internacionales, las encuestas son una herramienta eficaz para conocer la opinión de la industria y de las autoridades locales.¹⁵

Los reactivos incluidos en la encuesta a la industria se dividieron en cuatro partes. La primera buscaba conocer las impresiones de la industria sobre el Plan Quinquenal. La segunda, abordaba temas específicos respecto a las áreas a licitar y el momento más oportuno para su licitación. La tercera tenía como objetivo conocer la opinión de la industria referente a las licitaciones, sus procesos, y los términos y condiciones de los contratos. Finalmente, se incorporó una cuarta parte en la que se buscaba conocer el perfil de las empresas participantes, así como sus principales áreas y recursos de interés. 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.¹⁶

En el Anexo 4 se presenta el análisis detallado de las encuestas. A continuación se presentan cuatro conclusiones generales:

1. El 93% de las empresas participantes consideran que el Plan Quinquenal incluye áreas que son de su interés.
2. Del total de las empresas participantes, 76% refieren haber participado en al menos un proceso de licitación de la Ronda Uno.
3. Los recursos de mayor interés se localizan en aguas profundas y aguas someras. Más de 60% de las empresas que participaron en la encuesta refirió que las áreas licitantes son igual de atractivas que otras licitaciones internacionales en las que participa, mientras que el 24% las considera incluso más atractivas.

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

¹⁴ Para revisar el análisis detallado de las encuestas ver Anexo 4.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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 solicitó a los gobiernos realizar comentarios y sugerencias al Plan Quinquenal. La segunda sección se enfocó en conocer si existen áreas específicas en el territorio de los estados que requieran atención especial, ya sea por sus implicaciones ambientales, sociales o económicas. Resaltan los siguientes comentarios y sugerencias por parte de los estados:

1. Es necesario asegurar la correcta implementación de los planes de protección ambiental establecidos en los Programas de Trabajo por parte de las empresas e identificar las áreas ambientalmente vulnerables en cada uno de los estados.
2. Crear mecanismos de coordinación entre los tres niveles de gobierno y las empresas que realizan o realizarán actividades de exploración y extracción, con el objetivo de incentivar el crecimiento de la industria en los estados.
3. Elaborar e instrumentar proyectos enfocados a mejorar la infraestructura energética para almacenamiento, transformación y transporte de hidrocarburos, así como la venta de los mismos.

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 evaluación del Plan Quinquenal, la SENER solicitó la asistencia de la CNH para validar la propuesta de adiciones y modificaciones al Plan Quinquenal, con las siguientes premisas:

- Áreas de licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, que consideren la integración de recursos prospectivos y volumen original remanente en sitio de campos descubiertos;
- Áreas que den prioridad a la licitación de la columna geológica completa, en función de las áreas asignadas a Petróleos Mexicanos;
- Diseño de áreas de licitación para ser agrupadas en cuatro categorías: i) Aguas Profundas; ii) Aguas Someras, iii) Terrestres No Convencionales (Lutitas y Chicontepec) y iv) Terrestres Convencionales;
- Áreas para la licitación de recursos no convencionales en función de la distribución de las zonas núcleo de formaciones de lutitas;
- Dos licitaciones por año, recursos en aguas profundas y terrestres no convencionales durante el primer semestre, y recursos en áreas terrestres convencionales y en aguas someras durante el segundo semestre de cada año;
- Licitaciones semestrales en 2017, 2018 y 2019;
- Estandarización de las dimensiones de los bloques en kilómetros cuadrados para cada categoría de recursos;
- Definición de tiempos y fechas estratégicas para anunciar y resolver sobre licitaciones en México, en busca de una ventaja competitiva que permita favorecer la concurrencia de inversionistas en las convocatorias nacionales, con respecto a las licitaciones del contexto internacional, y



- Evitar la inclusión de localidades urbanas, Áreas Naturales Protegidas, humedales, manglares, sitios arqueológicos, sitios de monumentos históricos y arrecifes.

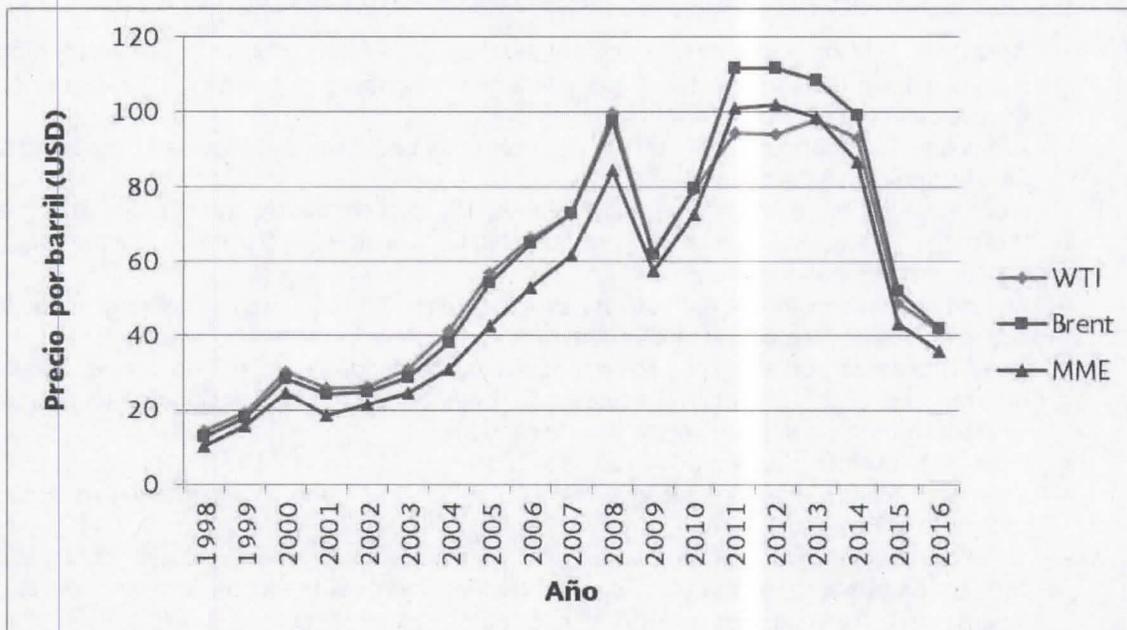
La asistencia técnica de CNH es un elemento fundamental del proceso para garantizar que las áreas tengan una configuración que considere estructurales geológicas completas a partir de la información geológica más reciente a disposición del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

5.5. Áreas no licitadas en Ronda Uno

Originalmente se contempló la licitación en Ronda Uno de áreas para la exploración de yacimientos no convencionales en las provincias de Burgos y Tampico-Misantla con un área total de 7,004 km² y un volumen de recursos prospectivos de 7,354.3 MMBpce. Sin embargo, la falta de regulación provocó que la licitación se pospusiera. Asimismo, en la Ronda Uno se difirió la licitación de los campos de Chicontepec ya que coincide con áreas para la exploración de yacimientos no convencionales y se busca licitar áreas que tengan los derechos de exploración y extracción para la columna geológica completa. En esta evaluación se consideró conveniente que los campos de Chicontepec se incluyeran dentro de las áreas para la exploración de yacimientos no convencionales.

Asimismo, se aplazó la licitación de los campos de aceite extra-pesado que se encuentran en el Golfo de México, que tienen un volumen remanente de 16,679.7 MMBpce y una superficie de 451.7 km². Los bajos precios del crudo provocaron un bajo interés de las empresas ya que este tipo de proyectos son técnicamente complejos, requieren de una inversión inicial importante y conllevan altos costos operativos. La siguiente gráfica muestra los precios de los crudos West Texas Intermediate (WTI), Brent y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) de enero de 1998 a la fecha en la cual es evidente el tiempo prolongado de los precios bajos [Gráfica 6].

Gráfica 6. Promedio anual de precios de crudos de referencia internacional





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

Con motivo de la evaluación 2016 del Plan Quinquenal se consolidan áreas de licitación con la columna geológica completa en las categorías de aguas someras, aguas profundas, terrestres convencionales y terrestres no convencionales, en las que se conjuntan volumen original remanente y recursos prospectivos convencionales y no convencionales.

La versión anterior del Plan Quinquenal consideraba un volumen total de recursos de 104,788.6 MMbpce (38,844.1 MMbpce en recursos prospectivos y 65,944.5 MMbpce en volumen remanente) distribuidos en una superficie de 235,070.0 km². Por su parte, el proceso de evaluación 2016 y la nueva estrategia 2017 dieron como resultado un recurso total de 90,271.1 MMbpce¹⁷ (42,680.9 MMbpce en recursos prospectivos y 47,590.2 MMbpce en volumen remanente), en una superficie de 239,007.3 km².

Lo anterior equivale a una disminución de 14,517.5 MMbpce en recursos totales y un incremento de 3,937.3 km² en superficie de licitación, la cual es consecuencia de cuatro eventos: 1) la eliminación de recursos y superficie correspondientes a las áreas adjudicadas en la Ronda Uno (primera, segunda, tercera y cuarta convocatorias); 2) La evaluación anual de reservas al 1 de enero de 2016 con la que se calcularon, con mayor precisión, los recursos que opera PEMEX a través de asignaciones y aquéllos que permanecen para licitaciones del Estado (es importante considerar que hasta la evaluación de reservas del 2015, las reservas nacionales las certificaba PEMEX y a partir de la evaluación de reservas de 2016 la empresa sólo certifica las asociadas a las asignaciones que le fueron otorgadas, mientras que la CNH integra las reservas totales del país); 3) La actualización del potencial de recursos no convencionales derivada de un nuevo análisis de prospectividad que permite diseñar el Plan Quinquenal en aquellas áreas con mayor potencial petrolero (zonas núcleo); y 4) El establecimiento de cinco Zonas de Salvaguarda publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 7 de diciembre de 2016 en atención a lo dispuesto en el artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos¹⁸.

El Plan Quinquenal establece cuatro categorías de licitación para áreas de exploración y extracción a ejecutarse hacia 2019, [Tabla 15] que en la estrategia 2017 comprenden un volumen original remanente de 47,590.2 MMbpce y un volumen de recursos prospectivos convencionales y no convencionales de 42,680.9 MMbpce. Las áreas de Chicontepec y de recursos de aceite extra-pesado, 44,668.2 MMbpce originalmente previstos en la Ronda Uno se han diferido para licitaciones subsecuentes.

Tabla 15. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

	Recursos prospectivos/remanentes y superficie		Plan Quinquenal versión 2015	Plan Quinquenal Estrategia 2017	Diferencia (%)
Total	Recursos (MMbpce)	Prospectivos	38,844.1	42,680.9	9.9

¹⁷ Para efectos de cálculo de petróleo crudo equivalente, la estrategia 2017 del Plan Quinquenal considera un factor de conversión de 5.201 millares de pies cúbicos por cada barril de petróleo crudo equivalente, esto es 5.591 millones de BTU por cada barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce.

¹⁸ Información sobre las cinco Zonas de Salvaguarda disponible en <http://base.energia.gob.mx/SIEEH/ZonasSalvaguardas/>



Volumen (MMbpce)	Remanente	65,944.5	47,590.2	-27.8
Superficie (km ²)		235,070.0	239.007.3	1.7

La nueva configuración de las áreas de licitación del Plan Quinquenal posee un enfoque de exploración en las áreas para licitar, con 11,749.5 MMbpce en recursos prospectivos convencionales y 30,931.4 MMbpce en recursos no convencionales, que en ciertos casos incluyen recursos descubiertos (campos), por lo que en esta versión ya no se distingue entre categorías de exploración y extracción. Sin embargo, esta diferenciación se mantiene en aquellos campos que coinciden con Asignaciones de Exploración de PEMEX.

El Plan Quinquenal considera 253 campos petroleros: 93 se ubican en áreas para la exploración y extracción de recursos convencionales y 78 en áreas para la exploración y extracción de recursos no convencionales. Los 82 restantes se encuentran en áreas de asignación de PEMEX por lo que actualmente sólo cuentan con derechos para la extracción. En total, suman un volumen remanente de 47,590.2 MMbpce.

Con motivo del principio de estandarización por categorías en el Plan Quinquenal, la configuración de áreas de licitación resultante de la estrategia 2017 ofrece 579 bloques para la selección de áreas, de los cuáles se tienen 427 para recursos convencionales y 152 para recursos no convencionales. El Plan Quinquenal considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 509 áreas, mientras que las 70 restantes, como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos.

Tabla 16. Características, recursos prospectivos y volúmenes para extracción para la propuesta de áreas de licitación según clasificación

Categoría	Sector	Áreas	Superficie (km ²)	Recurso Prospectivo (MMbpce)			Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)
				Convencional	No Convencional	Total		
Aguas profundas	Perdido	37	36,860.7	1,661.6	0.0	1,661.6	0	0.0
	Cordilleras Mexicanas	33	33,171.8	2,130.0	0.0	2,130.0	0	0.0
	Cuenca Salina	53	47,293.3	2,802.7	0.0	2,802.7	4	500.1
Aguas someras	Burgos Somero	53	21,075.4	1,289.7	0.0	1,289.7	0	0.0
	Cuenca Salina	2	34.5	0.0	0.0	0.0	2	2.9
	Tampico-Misantla-Veracruz	38	16,249.0	1,477.9	0.0	1,477.9	7	217.1



	Cuencas del Sureste Somero	59	11,721.3	787.5	0.0	787.5	41	18,617.5
Terrestre no convencional	Sabinas Burgos	66	19,271.6	207.5	7,352.8	7,560.3	47	452.9
	Tampico-Misantla	86	24,179.0	188.1	23,578.6	23,766.7	37	26,503.5
Terrestre convencional	Sabinas Burgos	41	10,286.3	440.0	0.0	440.0	62	346.1
	Tampico-Misantla	14	2,207.2	5.6	0.0	5.6	8	75.9
	Veracruz	33	5,851.4	176.1	0.0	176.1	14	55.5
	Cuencas del Sureste-Chiapas	64	10,805.8	582.8	0.0	582.8	31	818.7
TOTAL		579	239,007.3	11,749.5	30,931.4	42,680.9	253	47,590.2

Para el diseño de las 509 áreas de licitación del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos, se emplearon dimensiones promedio por categoría de recursos, con variaciones en geometría derivadas de la complejidad geológica presente en cada sector, el cubrimiento de estructuras geológicas identificadas a partir de la información disponible, y en su caso, de la inclusión de los campos del Estado dentro de las áreas.

Tabla 17. Superficie promedio de las áreas a licitar para la exploración y extracción*, por categoría

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



Veracruz	206
Cuencas del Sureste-Chiapas	216

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

Tabla 18. Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos

Categoría	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen original remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	6,594.3	500.1	117,325.8
Aguas someras	3,555.1	18,837.5	49,080.1
Terrestres no convencionales	31,327.0	26,956.4	43,450.6
Terrestres convencionales	1,204.5	1,296.2	29,150.7
Total	42,680.9	47,590.2	239,007.3

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

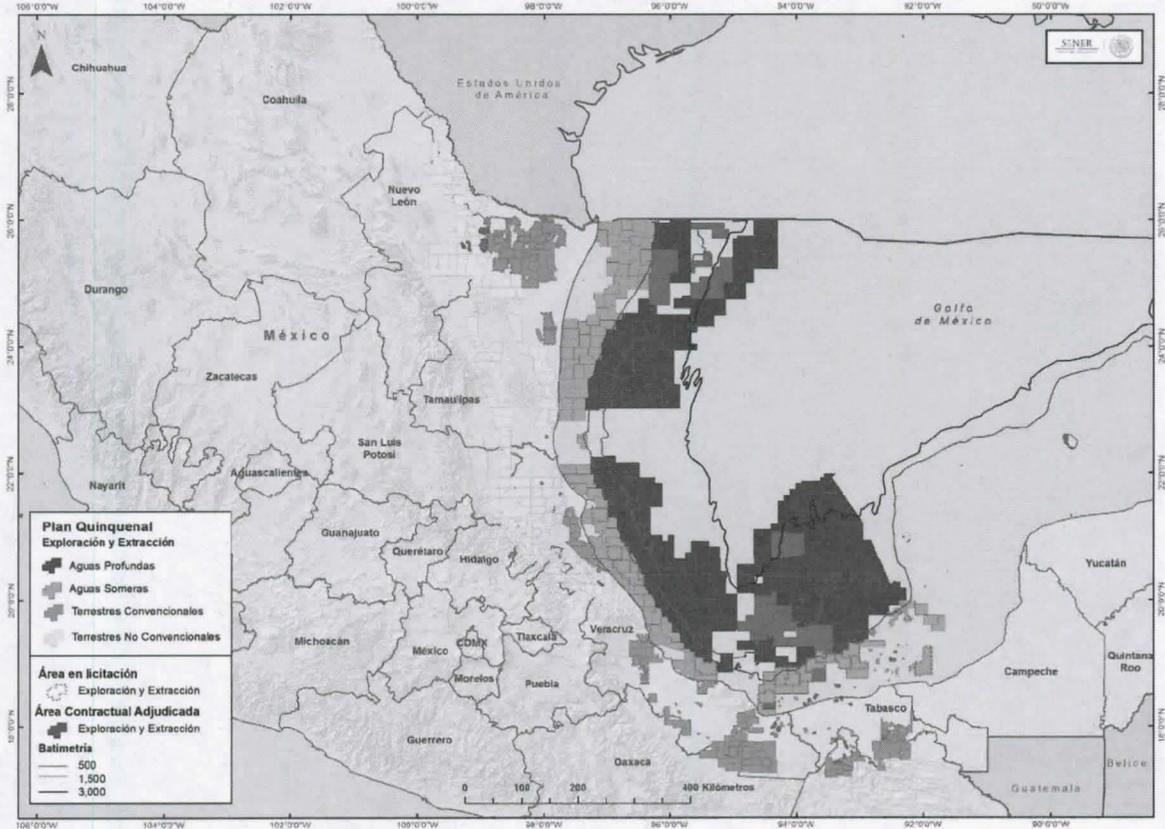
6.1. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos

El Plan Quinquenal considera que las áreas con la columna geológica completa serán licitadas con derechos para la exploración y extracción de hidrocarburos. Esto aplica para las cuatro categorías de recursos (aguas profundas, aguas someras, terrestres no convencionales y terrestres convencionales) como regla general, con la finalidad de propiciar la evaluación del potencial petrolero y el desarrollo de los plays probados e hipotéticos.

Entre los elementos de análisis de las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos se incluye la estimación de recursos prospectivos y de volumen original remanente en sitio, la distribución geológica de los campos, las posibles trampas visualizadas y la cobertura sísmica. Las áreas para exploración y extracción de hidrocarburos cuentan con una evaluación sobre aspectos de disponibilidad de infraestructura para la producción y transporte de hidrocarburos, el riesgo geológico, volumen y tipo de hidrocarburo esperado. Estas áreas se muestran en el Mapa 5.



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



6.1.1. Aguas profundas

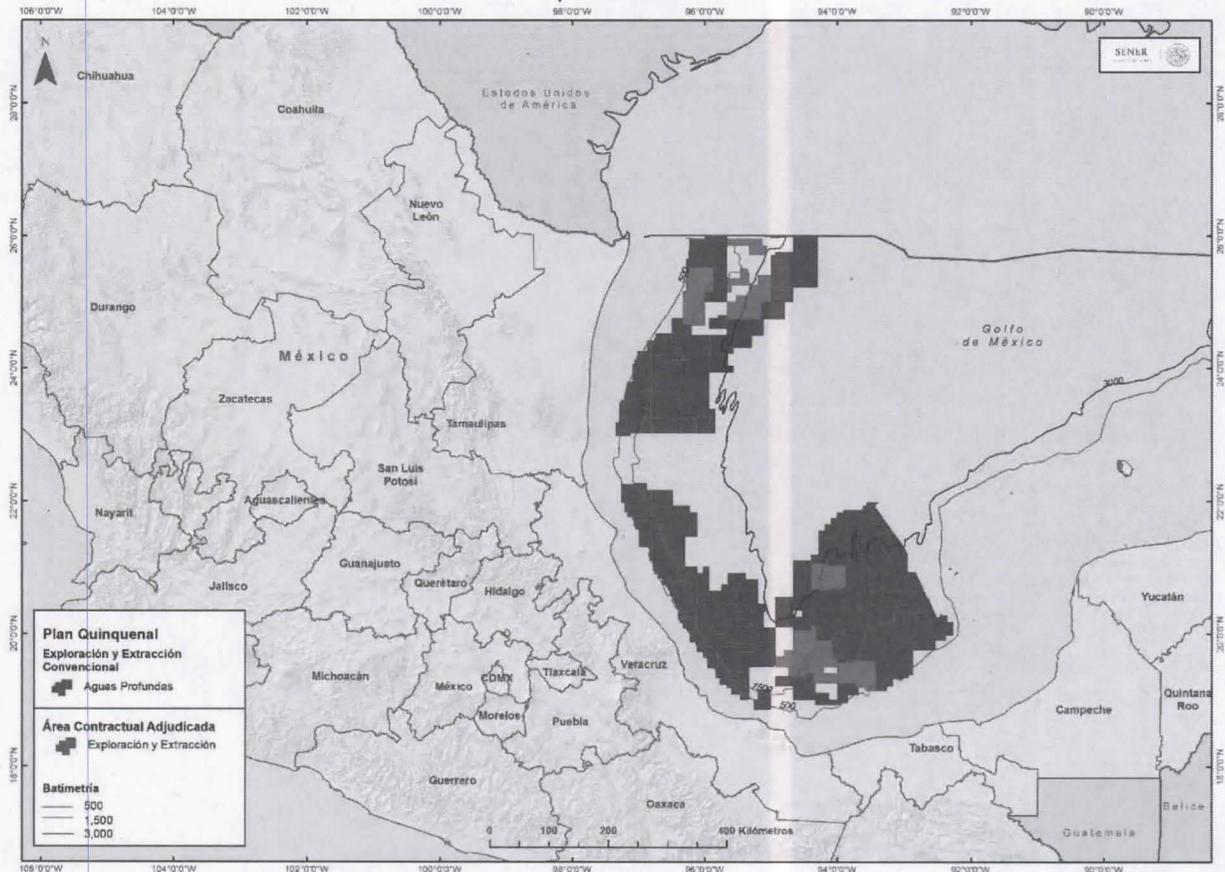
Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche [Tabla 19]. Las áreas se localizan principalmente en las regiones Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo [Mapa 6]. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 6,594.3 MMbpce y una superficie de 117,223.5 km².

Tabla 19. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas*

Sector	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Área Perdido	1,661.6	36,860.7	37
Cordilleras Mexicanas	2,130.0	33,171.8	33
Salina del Istmo	2,802.7	47,191.0	49
Total	6,594.3	117,223.5	119

*Incluye áreas no adjudicadas de la cuarta convocatoria de la Ronda Uno.

Mapa 6. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas



6.1.2. Aguas someras

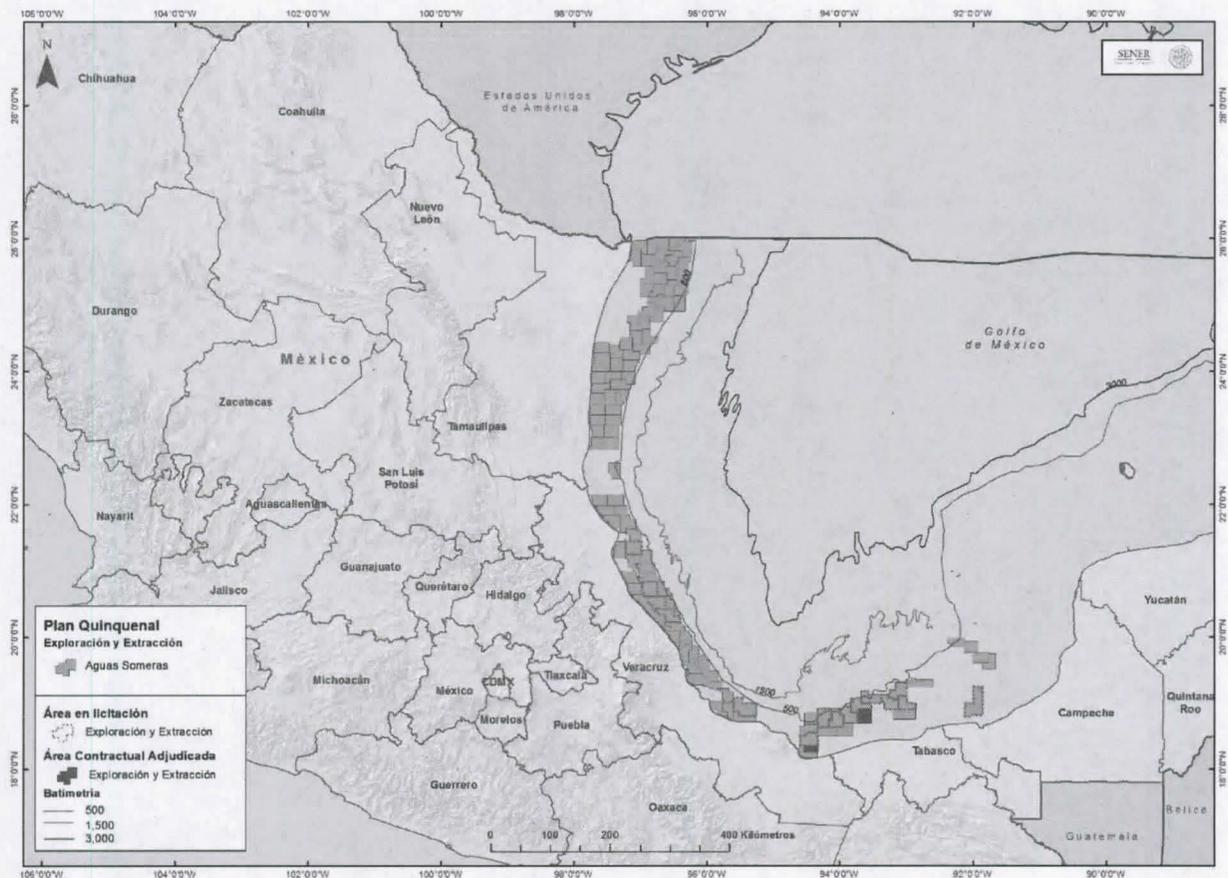
Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras¹⁹ acumulan un recurso prospectivo estimado de 3,555.1 MMbpce y volumen original remanente por 960.4 MMbpce, en una superficie de 47,995.5 km² [Tabla 20]. Estas áreas son adyacentes a campos con descubrimientos comerciales, por lo que se espera que la actividad petrolera de exploración determine la continuidad de los plays probados y la viabilidad comercial de algunos plays que a la fecha se consideran como hipotéticos [Mapa 7].

Tabla 20. Exploración de hidrocarburos en aguas someras*

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Burgos Somero	1,289.7	-	21,075.4	53
Tampico-Misantla-Veracruz	1,477.9	217.1	16,249.0	38
Cuencas del Sureste Somero	787.5	743.4	10,671.1	21
Total	3,555.1	960.4	47,995.5	112

*Incluye áreas consideradas en la Ronda 2.

Mapa 7. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras



¹⁹ En la primera convocatoria de la Ronda Dos se anunciaron 15 áreas de licitación para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.

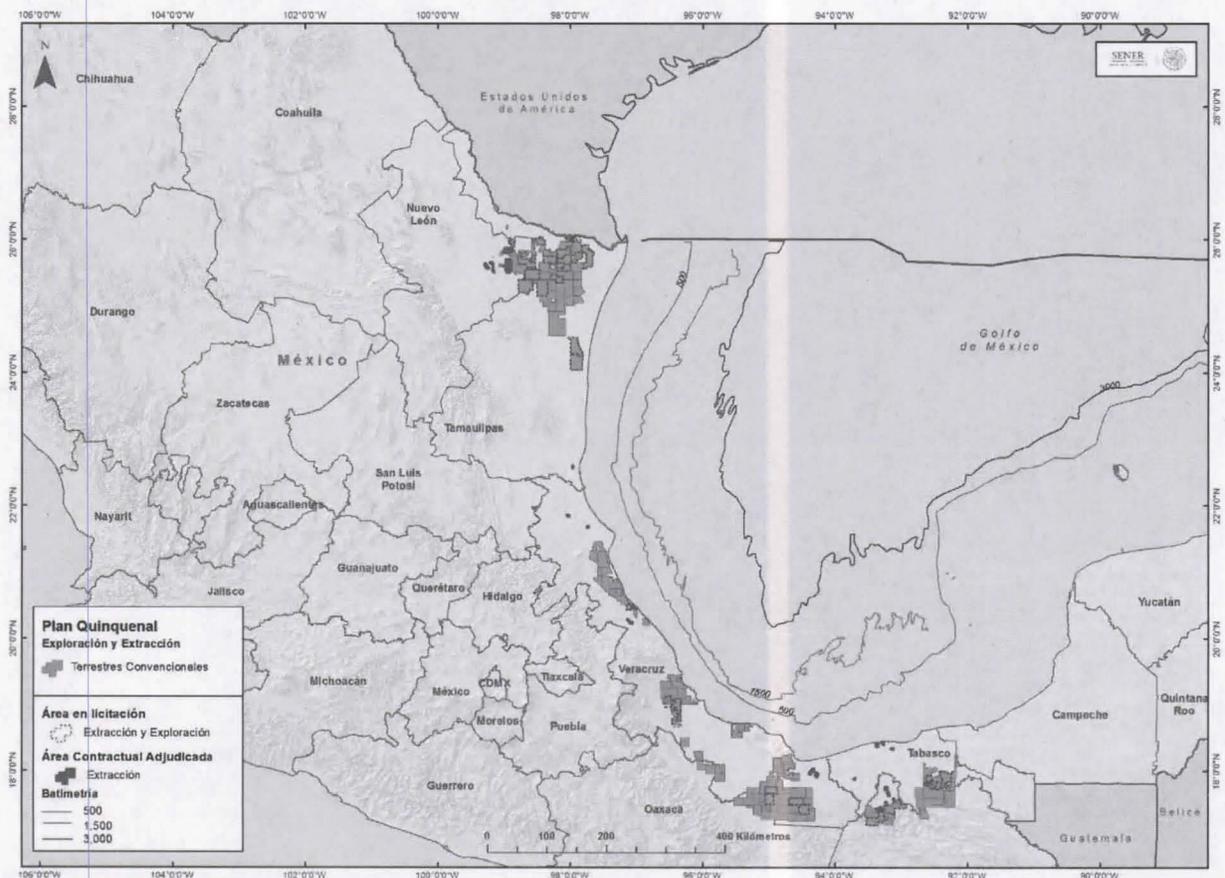
6.1.3. Áreas terrestres convencionales

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales [Mapa 8], el recurso prospectivo estimado es de 1,204.5 MMbpce y el volumen remanente en sitio por 530.4 MMbpce, en una superficie de 28,482.2 km² [Tabla 21].

Tabla 21. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas-Burgos	440.0	296.3	10,165.7	40
Tampico-Misantla	5.6	67.2	2,172.4	12
Veracruz	176.1	41.0	5,761.3	28
Cuencas del Sureste-Chiapas	582.8	125.9	10,382.8	48
Total	1,204.5	530.4	28,482.2	128

Mapa 8. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales



6.1.4. Áreas terrestres no convencionales

Para la exploración y extracción de recursos no convencionales de hidrocarburos, el Plan Quinquenal considera una superficie de aproximadamente 42,964.6 km² [Tabla 22]. La integración de áreas con la columna geológica completa conlleva a que estas áreas contengan recursos prospectivos convencionales estimados en 395.6 MMbpce además de los recursos no convencionales por 30,931.4 MMbpce, e inclusive, volumen remanente de campos por 21,322.6 MMbpce. Estas áreas se encuentran distribuidas en Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla [Mapa 9].

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

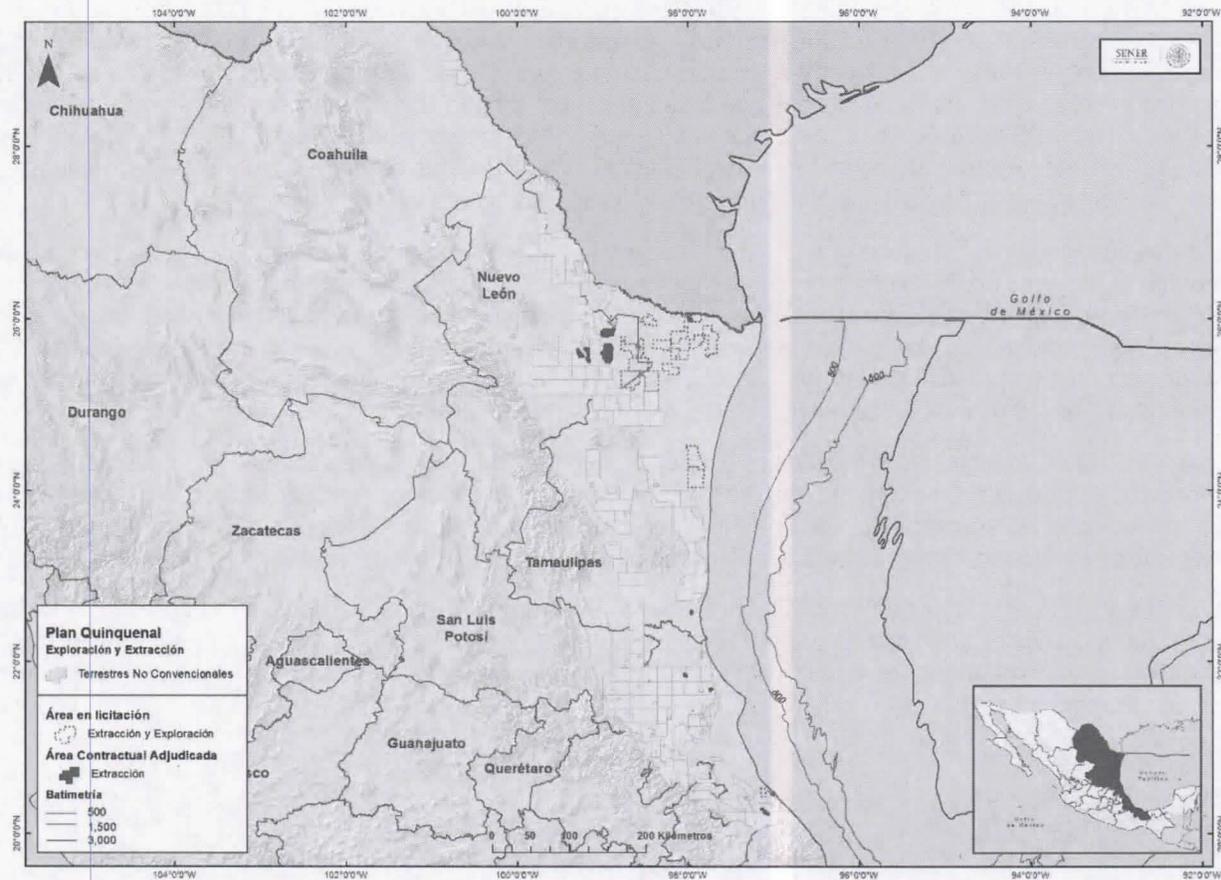
A partir de las evaluaciones del potencial se concluye que los recursos no convencionales se distribuyen en las provincias petroleras de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Asimismo, se han identificado las formaciones Pimienta del Jurásico Superior y Agua Nueva del Cretácico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

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

Tabla 22. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

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

Mapa 9. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales



6.2. Áreas para la extracción de hidrocarburos

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

6.2.1. Aguas profundas

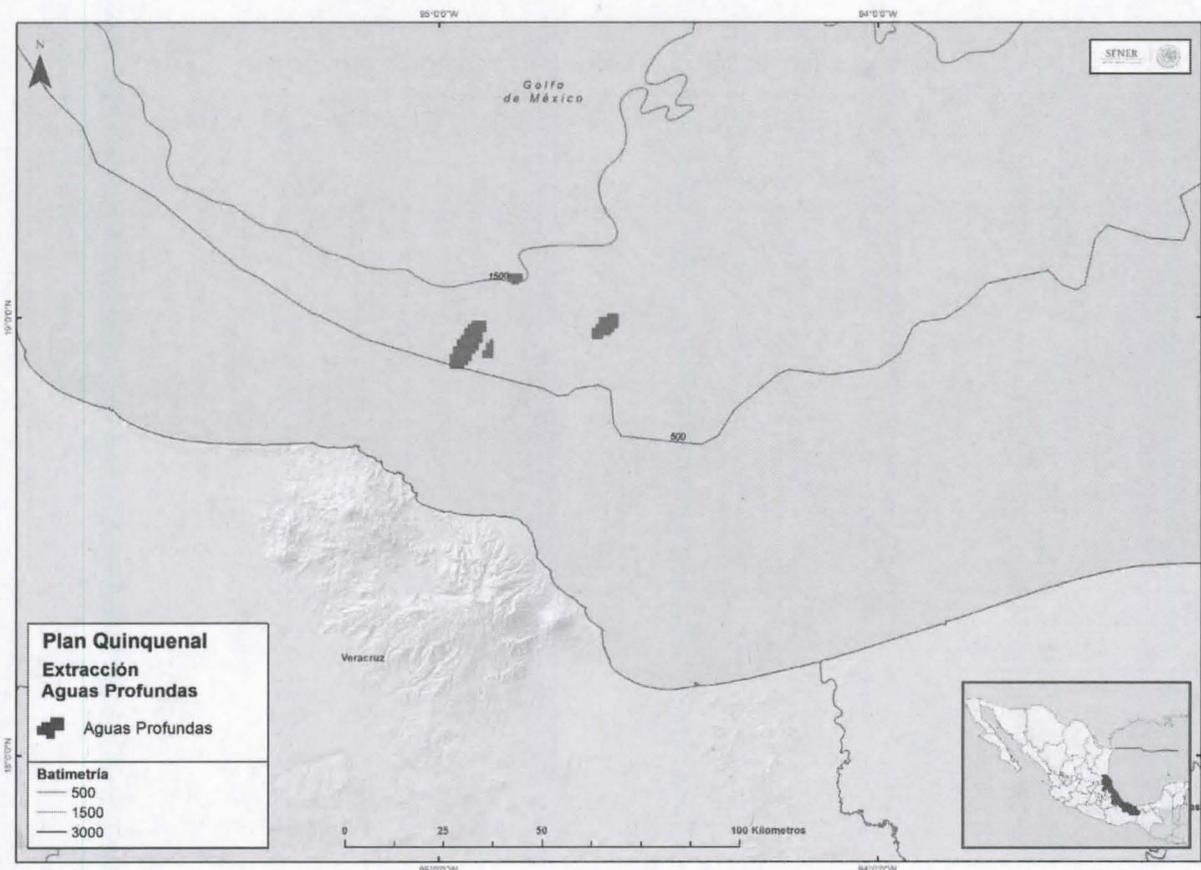
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas profundas se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa y cuentan con un volumen en sitio de 500.1 MMbpce y con una superficie aproximada de 102.3 km² [Tabla 23].

Tabla 23. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

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

Los cuatro campos para la extracción de recursos convencionales en aguas profundas se ubican frente a las costas de Veracruz, en las provincias de Cuenca Salina del Istmo y Cinturón Plegado de Catemaco [Mapa 10].

Mapa 10. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas



6.2.2. Aguas someras

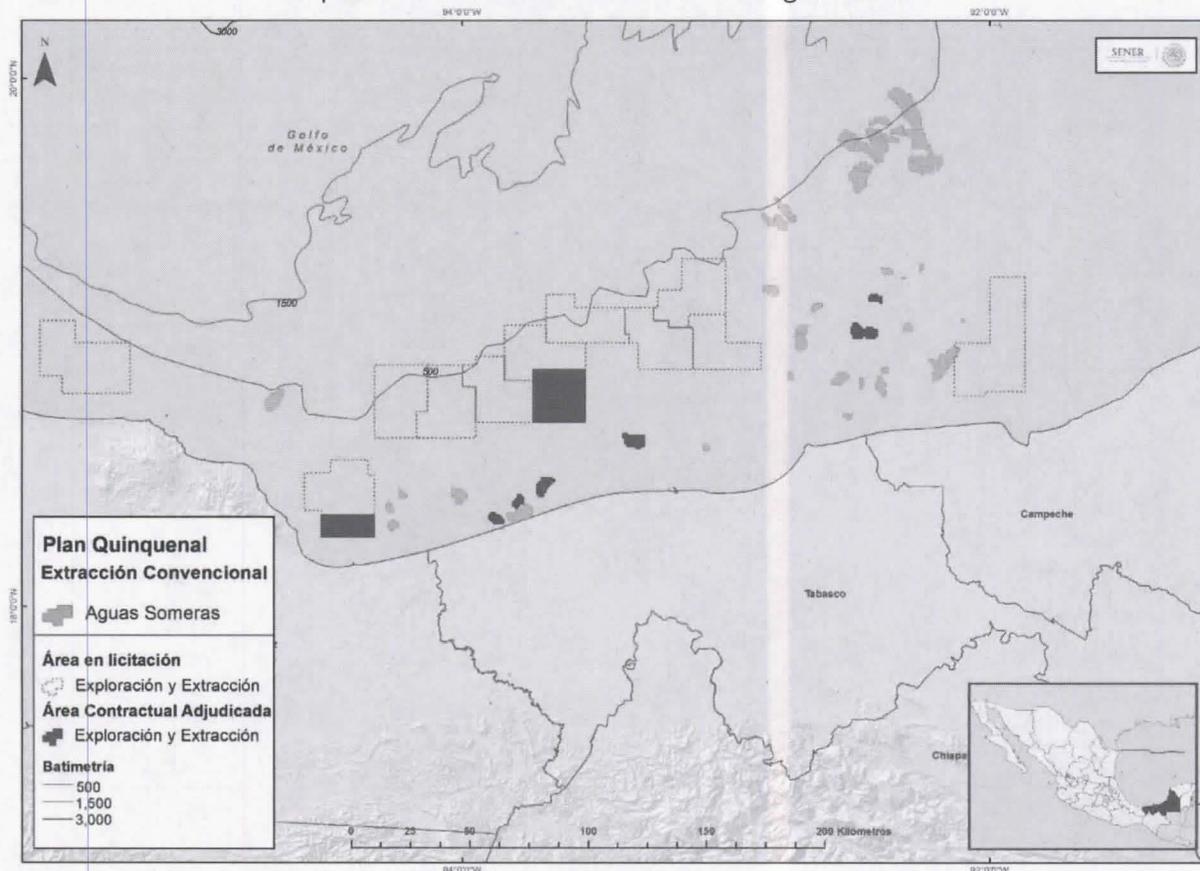
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas someras tienen tirantes de agua inferior a 500 metros [Tabla 24], poseen recursos de aceite medio a superligero con gas asociado y se estima que el volumen remanente en sitio es de 17,877.1 MMbpce. La superficie a licitar es de aproximadamente 1,084.6 km².

Tabla 24. Extracción de hidrocarburos en aguas someras

Sector	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Cuencas del Sureste Somero	38	17,874.2	1,050.2
Cuenca Salina	2	2.9	34.5
Total general	40	17,877.1	1,084.6

En su mayoría se trata de campos descubiertos pendientes de desarrollo y se localizan en Aguas Territoriales frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz [Mapa 11].

Mapa 11. Extracción de hidrocarburos en aguas someras



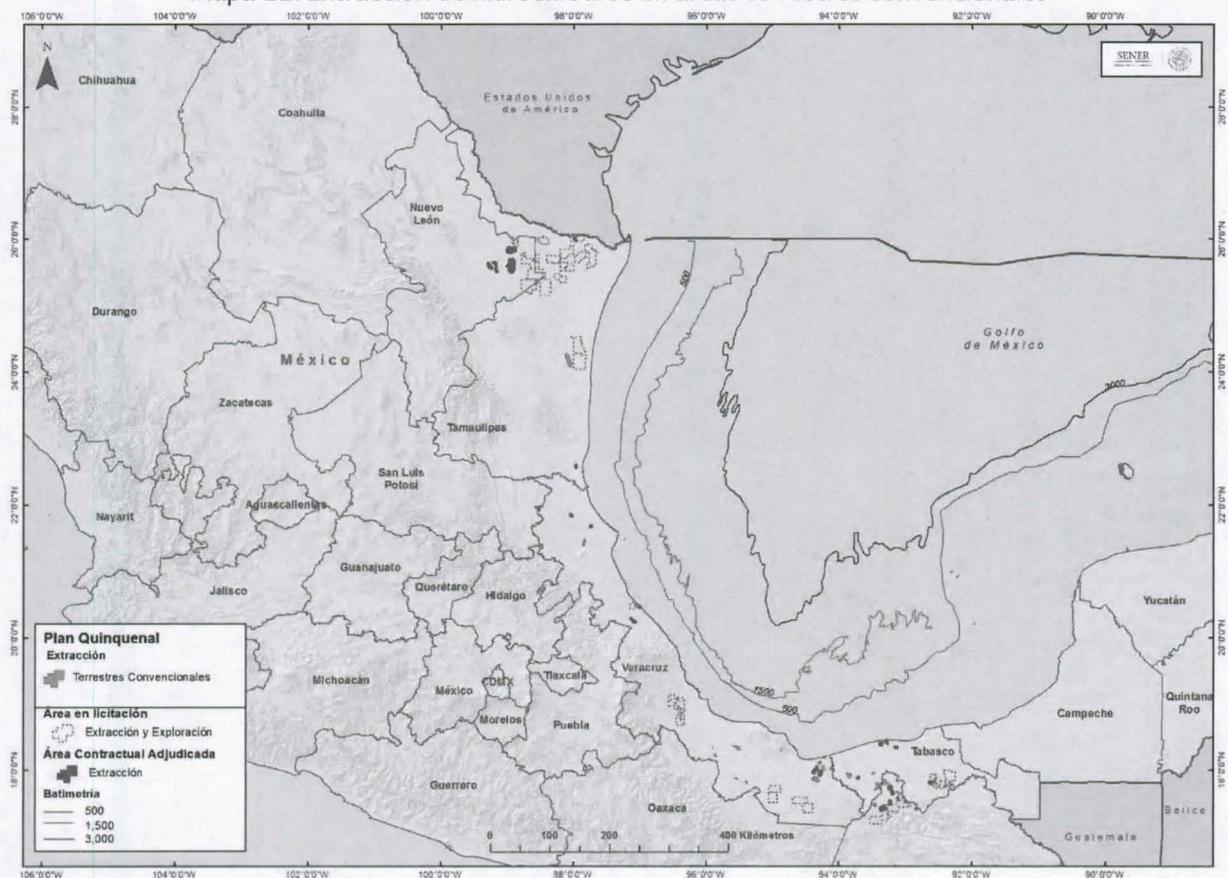
6.2.3. Áreas terrestres convencionales

Los campos para la extracción de hidrocarburos terrestres se ubican en las entidades federativas de Chiapas, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz [Mapa 12]. Estos campos poseen un volumen remanente en sitio de 765.8 MMBpce y una superficie aproximada de 668.5 km² [Tabla 25].

Tabla 25. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

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

Mapa 12. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales



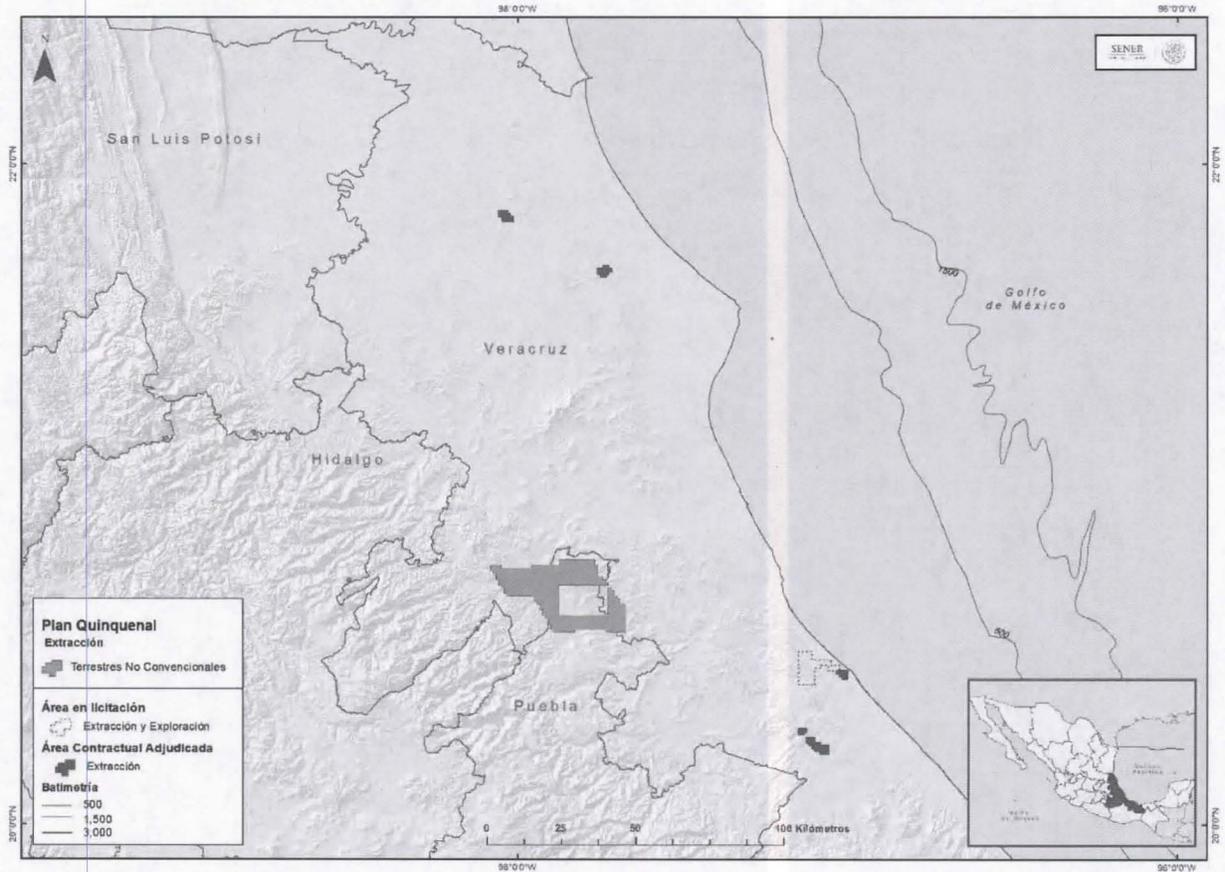
6.2.4. Áreas terrestres no convencionales

En la provincia de Tampico-Misantla se ubican campos que únicamente prevén actividades de extracción debido a su coincidencia superficial con Asignaciones de Exploración de PEMEX para recursos no convencionales [Mapa 13]. Los recursos petroleros de estos campos conjuntan un volumen remanente de 5,633.8 MMbpce en una superficie de 486.0 km² [Tabla 26].

Tabla 26: Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

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

Mapa 13. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales



6.3. Áreas por entidad federativa

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

En Coahuila se tiene contemplado una superficie de 577.7 km² para la exploración y extracción de recursos no convencionales con un recurso prospectivo de 84.2 MMbpce y volumen remanente de 3.8 MMbpce [Tabla 27].

Tabla 27: Áreas en Coahuila

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

En Tamaulipas se localiza una superficie de licitación de 20,764.2 km² donde se realizarán actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente de campos. El recurso prospectivo se estima en 9,526.2 MMbpce y el volumen remanente en 453.0 MMbpce [Tabla 28].

Tabla 28: Áreas en Tamaulipas

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

En Nuevo León se localizan 9,059.9 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 3,014.2 MMbpce en recursos prospectivos y 267.3 MMbpce en volumen remanente [Tabla 29].

Tabla 29. Áreas en Nuevo León

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

En San Luis Potosí se localizan 1,798.4 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 2,046.7 MMbpce en recursos prospectivos [Tabla 30].

Tabla 30. Áreas en San Luis Potosí

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

En Hidalgo se localizan 541.9 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 445.7 MMbpce en recursos prospectivos y 0.2 MMbpce en volumen remanente [Tabla 31].

Tabla 31. Áreas en Hidalgo

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

En Puebla se localizan 5.6 km² de superficie para licitación para la extracción de hidrocarburos, con 8.6 MMbpce en volumen remanente [Tabla 32].

Tabla 32. Áreas en Puebla

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

En Veracruz se localiza una superficie de licitación de 19,035.3 km², en donde se realizarán actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 8,083.3 MMbpce y el volumen remanente en 17,818.9 MMbpce [Tabla 33].

Tabla 33. Áreas en Veracruz

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

En Oaxaca se localizan 215.4 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 4.0 MMbpce en recursos prospectivos [Tabla 34].

Tabla 34. Áreas en Oaxaca

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

En Tabasco se localiza una superficie de licitación de 2,682.2 km² para efectuar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 129.1 MMbpce y el volumen remanente en 392.7 MMbpce [Tabla 35].

Tabla 35. Áreas en Tabasco

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

En Chiapas se localiza una superficie de licitación de 951.8 km² para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 135.6 MMbpce y el volumen remanente en 162.2 MMbpce [Tabla 36].

Tabla 36. Áreas en Chiapas

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

En las Aguas Territoriales, la superficie de licitación asciende a 166,406.0 km², para realizar exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 10,149.5 MMbpce en recursos prospectivos y de 960.4 MMbpce en volumen remanente, así como la extracción de hidrocarburos de 44 campos con un volumen remanente por 18,377.2 MMbpce [Tabla 37].

Tabla 37. Áreas en Aguas Territoriales

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	11,109.9	165,219.0
Extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	18,377.2	1,187.0
Total general		29,487.0	166,406.0

En las entidades federativas de Chiapas, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz se cuenta con áreas que prevén la exploración y extracción de hidrocarburos con recursos prospectivos que se estiman en 9,062.5 MMbpce y volumen remanente por 3,424.7 MMbpce, en una superficie de 16,398.4 km² [Tabla 38].

Tabla 38. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, compartidos entre dos o más entidades federativas.

Entidades federativas que comparten campos a licitar	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Chiapas, Tabasco	148.6	1,399.3
Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas	162.0	301.3
Hidalgo, Puebla, Veracruz	282.8	309.6
Hidalgo, San Luis Potosí	669.7	581.7
Hidalgo, San Luis Potosí, Veracruz	412.1	300.2
Hidalgo, Veracruz	5,711.8	1,983.5
Nuevo León, Tamaulipas	1,290.2	5,746.7
Oaxaca, Veracruz	45.2	2,252.4
Puebla, Veracruz	1,047.8	1,188.9
San Luis Potosí, Tamaulipas, Veracruz	175.6	247.0
San Luis Potosí, Veracruz	2,541.2	2,087.9
Total general	12,487.2	16,398.4

Chiapas, Puebla, Tabasco y Veracruz cuentan con campos para la extracción de volumen remanente compartido entre dos o más entidades federativas. Se identifican 9 campos compartidos que poseen un volumen remanente por 5,721.2 MMbpce, en una superficie de 570.6 km² [Tabla 39].

Tabla 39. Campos para la extracción de volumen remanente, compartidos entre dos o más entidades federativas.

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



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

No.	Campo	Entidad Federativa	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	22.2	110.6	216.9	3,559.8
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	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	1.1	2.2	2.2	77.9
6	Acuyo	Chiapas	Terrestre	2.1	Aceite	35.6	0.0	0.0	0.0	10.3
7	Adolfo López Mateos	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	21	0.0	0.0	0.0	1.2
8	Agami	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.2
9	Ágata	Veracruz	Terrestre	7.5	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	22.4
10	Agave	Tabasco	Terrestre	179	Aceite	34.5	1.9	1.9	1.9	300.0
11	Agua Blanca	Tamaulipas	Terrestre	6.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	Agua Fría	Puebla - Veracruz	Terrestre	109.7	Aceite	24	18.5	128.3	164.6	1,612.0
13	Agua Nacida	Veracruz	Terrestre	70.8	Aceite	26	1.3	63.0	80.6	1,738.0
14	Aguacate	Veracruz	Terrestre	21.3	Aceite	15	0.3	0.8	3.3	26.9
15	Ahuatepec	Veracruz	Terrestre	75	Aceite	40	3.5	64.2	146.4	2,160.2
16	Akal	Aguas Territoriales	Marino	169.5	Aceite	18.7	768.4	1917.9	3171.5	19,070.8
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	0.0	42.4	51.0	276.1
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	0.0	3.6	25.7
21	Álamo San Isidro	Veracruz	Terrestre	7	Aceite	26.5	0.1	0.3	0.7	148.6
22	Alazán	Veracruz	Terrestre	15.7	Aceite	16	0.1	0.1	0.1	52.2



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
23	Alcaraván	Tamaulipas	Terrestre	1.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
24	Algodonero	Nuevo León	Terrestre	13.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
25	Aljibe	Tamaulipas	Terrestre	0.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.4
26	Almendro	Tabasco	Terrestre	2.6	Gas	0	0.6	1.4	1.4	3.6
27	Alondra	Nuevo León	Terrestre	68.7	Gas	0	1.6	1.6	2.3	18.2
28	Altamira	Tamaulipas	Terrestre	1495.7	Aceite	12	6.2	7.7	14.4	221.4
29	Alux	Aguas Territoriales	Marino	8.8	Aceite	28	3.6	15.8	32.4	107.3
30	Amatista	Tamaulipas	Terrestre	5.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
31	Amatitlán	Veracruz	Terrestre	157	Aceite	43.8	5.3	115.8	267.3	4,726.7
32	Ambos	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.3	0.3	0.3	0.6
33	Amoca	Aguas Territoriales	Marino	9.5	Aceite	27	26.7	33.1	47.2	303.9
34	Anáhuac	Nuevo León	Terrestre	18.9	Gas	0	2.2	10.9	33.3	113.2
35	Angostura	Veracruz	Terrestre	12.2	Aceite	15	0.4	0.9	0.9	283.6
36	Anguilas	Veracruz	Terrestre	14.2	Gas	0	0.6	0.6	0.6	1.2
37	Anhélido	Tamaulipas	Terrestre	0	Aceite	37.8	0.1	0.2	0.3	206.1
38	Anona	Tamaulipas	Terrestre	15.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6
39	Antiguo	Tamaulipas	Terrestre	9	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.7
40	Apertura	Veracruz	Terrestre	17.7	Gas	0	0.9	0.9	0.9	10.3
41	Aquiles	Tamaulipas	Terrestre	7.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	87.1
42	Árabe	Tamaulipas	Terrestre	3.6	Gas	0	0.3	0.4	0.4	2.6
43	Aragón	Veracruz	Terrestre	71.9	Aceite	37.5	0.2	95.8	148.3	1,848.6
44	Aral	Veracruz	Terrestre	2.9	Gas	0	0.4	0.4	0.4	2.0
45	Arcabuz	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	100.6	Gas	0	7.4	10.2	12.9	62.2



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
46	Arcos	Tamaulipas	Terrestre	31.5	Gas	0	2.9	6.0	7.0	54.6
47	Arenque	Aguas Territoriales	Marino	52.1	Aceite	28	48.0	56.0	56.0	1,332.6
48	Aris	Veracruz	Terrestre	3.2	Gas	0	0.8	0.8	0.8	1.6
49	Arquimia	Veracruz	Terrestre	10.5	Gas	0	0.1	0.1	0.1	22.9
50	Arrecife Medio	Aguas Territoriales	Marino	1.8	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	2.7
51	Arroyo Blanco	Veracruz	Terrestre	5.9	Aceite	37	0.0	0.0	0.0	17.6
52	Arroyo Prieto	Tabasco	Terrestre	4.8	Aceite	31.6	1.9	2.9	8.4	32.7
53	Arroyo Viejo	Veracruz	Terrestre	0.1	Aceite	25	0.0	0.0	0.0	1.7
54	Arroyo Zanapa	Chiapas - Tabasco	Terrestre	50.4	Aceite	41.6	0.1	0.1	0.1	71.0
55	Artesa	Chiapas	Terrestre	35.6	Aceite	27.9	9.8	9.8	9.8	179.5
56	Artimón	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0.7	1.8	2.7	4.3
57	Atajo	Nuevo León	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.1	0.5
58	Atlapexco	Hidalgo	Terrestre	0	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	0.2
59	Atún	Aguas Territoriales	Marino	18.3	Aceite	40	1.9	3.4	5.1	367.6
60	Aventurero	Tamaulipas	Terrestre	8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
61	Axón	Tamaulipas	Terrestre	1.8	Gas	0	0.2	0.2	0.2	1.5
62	Ayapa	Tabasco	Terrestre	4.2	Aceite	30.4	0.4	0.4	0.4	22.4
63	Ayatsil	Aguas Territoriales	Marino	59.5	Aceite	10.5	315.3	567.7	592.4	4,334.7
64	Ayín	Aguas Territoriales	Marino	14.9	Aceite	23.5	38.8	96.5	217.6	769.2
65	Ayocote	Tabasco	Terrestre	57.7	Aceite y Gas	34.8	15.7	28.1	39.5	150.3
66	Azabache	Tamaulipas	Terrestre	0	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
67	Azor	Tamaulipas	Terrestre	7.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	3.1
68	Azúcar	Tamaulipas	Terrestre	5.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.5
69	Bacab	Aguas Territoriales	Marino	77	Aceite	16	16.5	65.5	81.3	741.7



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
70	Bacal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	16.1	Aceite y Gas	34	3.0	3.2	3.2	146.0
71	Bagre	Aguas Territoriales	Marino	34.5	Aceite	36	3.9	8.1	8.1	180.6
72	Baksha	Aguas Territoriales	Marino	10.6	Aceite	9.6	0.0	43.1	43.1	460.4
73	Balam	Aguas Territoriales	Marino	28.3	Aceite	19.4	96.2	337.7	337.7	1,043.8
74	Barajas	Veracruz	Terrestre	1.7	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.2
75	Barcodón	Tamaulipas	Terrestre	7.8	Aceite	18	0.2	0.2	0.2	158.1
76	Barrilete	Nuevo León	Terrestre	8.1	Gas	0	0.0	0.8	1.1	2.6
77	Barunda	Nuevo León	Terrestre	0.9	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.8
78	Batab	Aguas Territoriales	Marino	41.8	Aceite	33	8.3	8.3	8.3	255.2
79	Bato	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.6	0.6	0.6	1.5
80	Batsil	Aguas Territoriales	Marino	22.9			7.1	26.7	79.6	345.2
81	Bayo	Nuevo León	Terrestre	2.3	Gas	0	0.3	0.3	0.3	4.1
82	Bedel	Veracruz	Terrestre	13.4	Aceite y Gas	27.5	12.0	25.3	37.4	234.7
83	Bejuco	Veracruz	Terrestre	9.5	Aceite y Gas	24	0.0	0.0	0.0	1.2
84	Bellota	Tabasco	Terrestre	65.3	Aceite	40	43.4	43.4	43.4	530.6
85	Benavides	Nuevo León	Terrestre	115.2	Gas	0	1.1	1.3	1.7	13.0
86	Bitzal	Tabasco	Terrestre	18.1	Gas	0	0.5	1.3	1.3	2.7
87	Blanquita	Tamaulipas	Terrestre	6.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
88	Blasillo	Tabasco - Veracruz	Terrestre	27.5	Aceite y Gas	35	9.3	12.0	12.0	252.4
89	Boca de Lima	Veracruz	Terrestre	0.2	Aceite	14	0.0	0.0	0.0	2.0
90	Boca del Toro	Tabasco	Terrestre	5.9	Gas	0	0.4	0.4	0.4	0.5
91	Bocaxa	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	1.0	1.6	1.6	3.5
92	Bolontikú	Aguas Territoriales	Marino	34.7	Aceite	35	16.8	16.8	16.8	445.2
93	Bonanza	Tamaulipas	Terrestre	3.6	Gas	0	0.0	0.0	0.1	3.4



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
94	Bragado	Nuevo León	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.9
95	Brasil	Tamaulipas	Terrestre	39.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	21.7
96	Bricol	Tabasco	Terrestre	66.4	Aceite	37.5	14.6	42.4	42.4	509.0
97	Brillante	Veracruz	Transicional	12.6	Aceite	36	0.5	0.5	0.5	34.6
98	Buena Suerte	Coahuila	Terrestre	47.6	Gas	0	0.5	0.5	0.5	12.5
99	Bugambilia	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	42	0.0	0.0	0.0	0.6
100	Caan	Aguas Territoriales	Marino	71	Aceite	37	15.6	15.6	15.6	779.7
101	Caballero	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
102	Cabellal	Veracruz	Terrestre	0.6	Aceite	18	0.0	0.0	0.0	0.3
103	Cabeza	Nuevo León	Terrestre	48.8	Gas	0	1.8	2.8	6.9	10.8
104	Cabo Nuevo	Tamaulipas	Terrestre	0	Aceite	15	0.0	0.0	0.0	14.6
105	Cabo Rojo	Veracruz	Terrestre	4.5	Aceite	18	0.0	0.0	0.0	0.2
106	Cacahuatengo	Puebla - Veracruz	Terrestre	58.8	Aceite	42.5	3.0	34.5	97.3	2,088.6
107	Cacahuatengo PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	0	Aceite	23	0.0	0.0	0.0	2.1
108	Cacalilao	Veracruz	Terrestre	236.9	Aceite	12	8.8	12.2	14.5	5,216.7
109	Cachas	Tamaulipas	Terrestre	1.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
110	Cacho López	Chiapas	Terrestre	6.1	Aceite	37.2	0.0	0.0	0.0	13.5
111	Cactus	Chiapas - Tabasco	Terrestre	102.8	Aceite	35.4	4.9	6.3	6.3	980.9
112	Cadena	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	14.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
113	Cafeto	Tabasco	Terrestre	10	Aceite	53.4	0.2	0.2	0.2	29.3
114	Calabaza	Nuevo León	Terrestre	42.1	Gas	0	2.3	2.6	2.7	8.5
115	Cali	Tamaulipas	Terrestre	6.3	Gas	0	4.4	5.1	5.7	7.6
116	Calibrador	Nuevo León	Terrestre	6.6	Gas	0	0.4	0.9	1.8	3.9



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
117	Calicanto	Tabasco	Terrestre	6.9	Aceite	39	0.1	0.1	0.1	0.9
118	Camaitlán	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	0.3
119	Camargo	Tamaulipas	Terrestre	5.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
120	Candelilla Noralta	Coahuila	Terrestre	5.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	3.4
121	Cangrejo	Aguas Territoriales	Marino	0.7	Aceite	22	0.0	0.0	0.0	0.3
122	Cantemoc	Tabasco	Terrestre	18.1	Gas	0	0.0	1.9	1.9	7.4
123	Cañón	Tamaulipas	Terrestre	20.8	Aceite y Gas	34	1.5	1.8	2.8	33.1
124	Cañón Oriental	Tamaulipas	Terrestre	3.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
125	Caparroso-Pijije-Escuintle	Tabasco	Terrestre	43.9	Aceite	42.2	21.4	30.0	30.0	994.5
126	Capitán	Nuevo León	Terrestre	1.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
127	Caracolillo	Tabasco	Terrestre	23.3	Aceite	29	0.0	0.0	0.0	32.4
128	Caravana	Tamaulipas	Terrestre	7.9	Gas	0	0.0	0.0	0.2	0.8
129	Cárdenas	Tabasco	Terrestre	82.7	Aceite	40.5	51.9	51.9	51.9	1,133.9
130	Cardo	Tabasco	Terrestre	1.1	Aceite	40	0.0	0.0	0.0	23.1
131	Caristay	Veracruz	Terrestre	2.1	Aceite y Gas	17	0.0	0.0	0.0	0.3
132	Carlos	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	16	Gas	0	0.2	1.1	3.1	6.4
133	Carlota	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
134	Caronte	Nuevo León	Terrestre	5.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
135	Carpa	Aguas Territoriales	Marino	5	Aceite	32.8	0.8	0.8	0.8	73.4
136	Carretas	Nuevo León	Terrestre	81.3	Gas	0	0.8	1.9	3.5	9.4
137	Carretón	Tamaulipas	Terrestre	2.3	Gas	0	0.3	0.8	0.8	1.3
138	Carrizo	Tabasco	Terrestre	13	Aceite	15.8	0.0	5.6	52.7	303.2



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
139	Casa Roja	Coahuila	Terrestre	26.3	Gas	0	0.5	1.1	1.1	3.7
140	Casta	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.3	0.4	0.6
141	Castarrical	Tabasco	Terrestre	27.9	Aceite	34	3.6	3.6	3.6	171.6
142	Castell	Veracruz	Terrestre	1.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	2.0
143	Castillo de Teayo	Veracruz	Terrestre	2.6	Aceite	35	0.1	0.1	0.1	15.3
144	Catarrín	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.7
145	Catedral	Chiapas	Terrestre	39.4	Aceite	57	0.3	0.3	0.3	55.1
146	Cauchy	Veracruz	Terrestre	59.2	Gas	0	26.6	26.6	26.6	38.0
147	Caudaloso	Tamaulipas	Terrestre	5.3	Gas	0	0.3	0.3	1.2	5.3
148	Céfiro	Tamaulipas	Terrestre	15.1	Gas	0	4.8	19.4	63.8	130.5
149	Cehualaca	Veracruz	Terrestre	2.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
150	Centurión	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	30	0.0	0.0	0.0	0.8
151	Cerro del Carbón	Veracruz	Terrestre	13.9	Aceite	28	0.3	1.1	1.6	44.3
152	Cerro Nanchital	Veracruz	Terrestre	58.4	Aceite	35	0.6	0.6	0.6	48.3
153	Cerro Viejo	Veracruz	Terrestre	12.9	Aceite	22	0.3	0.5	0.8	69.3
154	Cervelo	Veracruz	Terrestre	0.7	Gas	0	0.2	0.2	0.2	1.6
155	Chac	Aguas Territoriales	Marino	16.2	Aceite	19.5	12.0	12.0	18.0	402.5
156	Chalupa	Tamaulipas	Terrestre	3.3	Gas	0	0.1	0.4	0.6	1.5
157	Chancarro	Veracruz	Terrestre	2.9	Gas	0	2.6	2.6	2.6	5.0
158	Chapabil	Aguas Territoriales	Marino	43.8	Aceite	10	0.0	15.9	153.2	1,063.3
159	Chapul	Tamaulipas	Terrestre	23.4	Gas	0	2.9	3.8	5.7	9.9
160	Ché	Aguas Territoriales	Marino	6.9	Aceite	57.1	3.0	3.0	3.0	46.6
161	Cheek	Aguas Territoriales	Marino	12.4	Aceite	31	7.6	44.2	44.2	123.1



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
162	Chiapas-Copanó	Chiapas - Tabasco	Terrestre	86.2	Aceite	44	15.3	15.3	15.3	325.2
163	Chichimantla	Veracruz	Terrestre	5.7	Aceite	20	0.1	0.1	0.5	10.9
164	Chiconcoa	Veracruz	Terrestre	1.5	Aceite	17	0.0	0.0	0.0	0.6
165	Chicontepec	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	37	0.0	0.0	0.0	0.3
166	Chilapilla	Tabasco	Terrestre	31.6	Gas	0	0.7	1.5	1.5	15.8
167	Chimolar	Veracruz	Terrestre	0.2	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	0.2
168	China	Nuevo León	Terrestre	16.2	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2.6
169	Chinchorro	Tabasco	Terrestre	13.5	Aceite	32.3	21.7	37.8	37.8	273.0
170	Chintul	Chiapas	Terrestre	3.7	Aceite	37.9	0.0	5.2	12.5	23.6
171	Chipilín	Tabasco	Terrestre	36.1	Aceite	41	0.9	0.9	0.9	71.2
172	Chirimoyo	Chiapas	Terrestre	13.7	Aceite	52	0.0	0.0	0.0	42.2
173	Chuc	Aguas Territoriales	Marino	45.9	Aceite	30.7	49.0	49.0	58.4	1,352.5
174	Chucla	Coahuila	Terrestre	0	Gas	0	0.3	0.3	0.3	73.2
175	Chuhuk	Aguas Territoriales	Marino	9.8	Aceite	39	33.3	33.3	33.3	132.7
176	Chukua	Aguas Territoriales	Marino	44.8	Gas	0	8.3	27.4	27.4	34.3
177	Cinco Presidentes	Tabasco	Terrestre	121.7	Aceite y Gas	30.3	12.3	16.1	16.8	817.0
178	Citam	Aguas Territoriales	Marino	3	Aceite	30	2.3	2.3	32.7	96.5
179	Clavel	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
180	Coapa	Veracruz	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6
181	Coapechaca	Puebla - Veracruz	Terrestre	112.6	Aceite	26	43.3	119.3	149.5	1,067.5
182	Coapechaca PR	Veracruz	Terrestre	1.4	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	0.2
183	Cobo	Tabasco	Terrestre	46.8	Gas	0	3.7	5.3	5.3	18.4



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
184	Cobra	Tabasco	Terrestre	24.2	Aceite	42	0.0	9.1	9.1	56.0
185	Cocuite	Veracruz	Terrestre	29.1	Gas	0	0.4	0.4	0.4	26.0
186	Comitas	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	38.5	Gas	0	8.2	15.9	22.4	25.1
187	Comoapa	Chiapas	Terrestre	61.2	Aceite	34	3.1	3.1	3.1	148.9
188	Concepción	Veracruz	Terrestre	29.3	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	45.3
189	Conquistador	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	35.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	3.4
190	Copal	Veracruz	Terrestre	4.1	Aceite y Gas	22	0.1	0.1	0.1	7.3
191	Cópite	Veracruz	Terrestre	10.5	Aceite y Gas	36.9	1.4	1.4	1.4	27.3
192	Corcovado	Veracruz	Terrestre	83.9	Aceite	12	2.4	3.0	3.5	128.2
193	Corindón	Tamaulipas	Terrestre	83.8	Gas	0	2.5	5.3	8.0	17.7
194	Corralillo	Puebla - Veracruz	Terrestre	162.6	Aceite	26	52.1	280.7	447.0	1,802.9
195	Corzos	Tamaulipas	Terrestre	5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
196	Costero	Tabasco	Transicional	49.9	Aceite	44.3	57.2	57.2	57.2	148.4
197	Cougar	Coahuila	Terrestre	1.2	Gas	0	0.6	0.6	0.6	2.6
198	Coyol	Puebla - Veracruz	Terrestre	220.1	Aceite	33.9	25.7	216.4	394.3	4,174.5
199	Coyotes	Veracruz	Terrestre	88.4	Aceite	31.8	45.0	119.1	144.1	1,600.1
200	Coyula	Puebla	Terrestre	80.3	Aceite	26.9	32.9	114.5	162.5	935.9
201	Coyula PR	Puebla	Terrestre	0	Aceite	42	0.0	0.0	0.0	0.3
202	Cráter	Tabasco	Transicional	12.1	Aceite	43.8	1.7	1.7	1.7	37.2
203	Crisol	Tabasco	Terrestre	2	Aceite	15.9	0.0	0.0	0.0	0.0
204	Cruz	Tamaulipas	Terrestre	17.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
205	Cuatajapa	Tabasco	Terrestre	7.7	Aceite	41	0.0	0.0	0.0	1.1
206	Cuatro Milpas	Nuevo León	Terrestre	78.8	Gas	0	0.8	1.3	1.8	11.5



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
207	Cucaña	Nuevo León	Terrestre	2.6	Gas	0	0.6	1.2	1.3	4.1
208	Cuervito	Nuevo León	Terrestre	56.7	Gas	0	37.5	46.5	54.0	65.9
209	Cuichapa-Poniente	Veracruz	Terrestre	26.6	Aceite y Gas	32	0.5	1.4	1.4	320.8
210	Cuitláhuac	Tamaulipas	Terrestre	152.3	Aceite y Gas	50	24.8	38.2	46.8	80.6
211	Culebra	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	214	Gas	0	5.5	6.6	8.0	82.6
212	Cunduacán	Tabasco	Terrestre	52.3	Aceite	38.4	103.2	103.2	103.2	1,463.2
213	Cuneta	Nuevo León	Terrestre	0.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
214	Cupache	Tabasco	Terrestre	13	Aceite	36	1.1	1.1	1.1	6.4
215	Cúpula	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	4.6	Gas	0	0.9	1.0	1.0	1.5
216	Dandi	Tamaulipas	Terrestre	0.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
217	Dieciocho de Marzo	Tamaulipas	Terrestre	79.8	Gas	0	0.0	1.8	1.8	11.1
218	Divisadero	Nuevo León	Terrestre	6.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
219	Doctor	Tamaulipas	Terrestre	2.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
220	Doctor Coss	Nuevo León	Terrestre	2.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
221	Dragón	Tamaulipas	Terrestre	3.8	Gas	0	0.3	0.9	2.3	5.4
222	Dulce	Nuevo León	Terrestre	5.5	Gas	0	0.2	0.4	0.6	1.9
223	Duna	Nuevo León	Terrestre	22.5	Gas	0	2.2	2.7	3.0	10.2
224	Ébano Chapacao	San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz	Terrestre	906.6	Aceite	12	30.3	35.3	43.8	2,573.8
225	Ecatl	Tamaulipas	Terrestre	6.1	Gas	0	0.2	0.2	0.3	3.0
226	Eclipse	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.0	0.3	0.4	1.0
227	Edén-Jolote	Chiapas - Tabasco	Terrestre	60.7	Aceite	42.1	33.3	41.2	51.2	573.8
228	Ek	Aguas Territoriales	Marino	16.6	Aceite	19.5	102.0	192.2	192.2	886.9



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
229	El Burro	Veracruz	Terrestre	6.9	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	75.4
230	El Golpe	Tabasco	Terrestre	42.6	Aceite	35.5	7.5	7.5	7.5	235.9
231	El Tigre	Veracruz	Terrestre	4.7	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	0.3
232	Eltreinta	Veracruz	Terrestre	11.2	Aceite y Gas	28	49.6	56.8	62.1	199.5
233	Emergente	Coahuila	Terrestre	11.3	Gas	0	0.2	0.2	1.0	74.0
234	Emú	Tamaulipas	Terrestre	14.9	Gas	0	0.1	0.1	1.0	4.4
235	Enispe	Veracruz	Terrestre	1.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
236	Enlace	Tamaulipas	Terrestre	9.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	19.4
237	Esah	Aguas Territoriales	Marino	23.6	Aceite	19	12.2	135.6	135.6	457.8
238	Escarbado	Tabasco	Terrestre	33.9	Aceite	44	0.0	0.0	0.0	64.8
239	Escobal	Puebla - Veracruz	Terrestre	50.4	Aceite	24	25.8	66.2	87.5	1,398.5
240	Escobedo	Tamaulipas	Terrestre	15.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.4
241	Escorpión	Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
242	Escualo	Aguas Territoriales	Marino	2	Aceite	36	0.0	0.0	0.0	3.6
243	Espejo	Veracruz	Terrestre	3.1	Gas	0	0.2	0.2	0.2	1.3
244	Estanzuela	Veracruz	Terrestre	6.6	Aceite	21	0.0	0.0	0.0	0.0
245	Etkal	Aguas Territoriales	Marino	14.7	Aceite	53	17.0	17.0	17.0	46.0
246	Explorador	Tamaulipas	Terrestre	11.2	Gas	0	0.0	0.1	0.1	0.4
247	Ezequiel Ordóñez	Veracruz	Terrestre	5.2	Aceite y Gas	21	0.3	0.3	0.3	119.1
248	Faraón	Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
249	Fénix	Tabasco	Terrestre	22.6	Aceite	44	2.0	2.0	2.0	63.0
250	Ferreiro	Tamaulipas	Terrestre	8.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
251	Filadelfia	Tamaulipas	Terrestre	2.9	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2.2



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
252	Filisola	Veracruz	Terrestre	10.7	Aceite	23	0.0	0.0	0.0	35.6
253	Fitón	Tamaulipas	Terrestre	2.6	Gas	0	0.1	0.1	0.1	1.2
254	Florida	Coahuila	Terrestre	56.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6
255	Fogonero	Tamaulipas	Terrestre	2.6	Gas	0	0.7	3.0	5.9	18.1
256	Forastero	Coahuila	Terrestre	4.1	Gas	0	0.9	0.9	0.9	12.3
257	Forcado	Tamaulipas	Terrestre	0.8	Gas	0	0.2	0.2	0.2	3.5
258	Fortuna Nacional	Tabasco	Terrestre	14.8	Aceite y Gas	53	0.0	0.0	0.0	13.6
259	Fósil	Tamaulipas	Terrestre	6.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
260	Fotón	Veracruz	Terrestre	3.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.4
261	Francisco Cano	Tamaulipas	Terrestre	74.2	Aceite y Gas	56	0.0	0.0	0.0	23.1
262	Frijolillo	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	25.5	0.0	0.0	0.0	0.4
263	Fronterizo	Nuevo León	Terrestre	14.4	Gas	0	1.8	2.6	2.9	6.9
264	Fundador	Tamaulipas	Terrestre	5.4	Gas	0	3.5	5.0	5.4	53.3
265	Furbero	Veracruz	Terrestre	211.6	Aceite	22	118.2	262.5	322.7	5,606.8
266	Furbero PR	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	37	0.0	0.0	0.0	0.2
267	Galaneño	Tamaulipas	Terrestre	2.2	Gas	0	0.0	0.0	0.5	1.1
268	Galia	Tamaulipas	Terrestre	5.4	Gas	0	0.1	0.1	0.3	1.6
269	Gallo	Veracruz	Terrestre	47.2	Aceite	31.4	0.9	76.1	97.2	806.1
270	Gallo PR	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	19	0.0	0.0	0.0	0.1
271	Garufa	Tamaulipas	Terrestre	0.6	Gas	0	0.2	1.5	2.1	2.4
272	Gasífero	Veracruz	Terrestre	24.9	Aceite y Gas	29	33.1	52.5	62.4	184.0
273	Gato	Coahuila	Terrestre	4.8	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.9
274	Gaucho	Chiapas	Terrestre	47.8	Aceite	29.3	0.7	3.4	6.1	53.4



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
275	Géminis	Tamaulipas	Terrestre	28.3	Gas	0	4.0	6.4	6.6	13.6
276	General	Tamaulipas	Terrestre	10.7	Gas	0	0.2	0.7	1.0	4.1
277	Gigante	Tamaulipas	Terrestre	59	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.8
278	Giraldas	Chiapas - Tabasco	Terrestre	102.3	Aceite y Gas	44	43.3	43.3	43.3	442.6
279	Gomeño	Tamaulipas	Terrestre	0.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
280	Gran Morelos	Veracruz	Terrestre	5.5	Aceite	28	0.0	0.0	0.0	37.4
281	Granaditas	Tamaulipas	Terrestre	3.6	Gas	0	0.3	0.7	0.8	2.3
282	Grande	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	0.1	0.1	0.1	4.8
283	Guadalupe	Veracruz	Terrestre	4.2	Aceite	30.3	0.0	0.0	0.0	7.1
284	Guaricho	Tabasco	Terrestre	12.1	Aceite	36.8	17.0	17.4	19.3	72.4
285	Gubicha	Tabasco	Terrestre	0.8	Aceite	35	0.0	0.0	0.0	1.6
286	Guillermo Prieto	Tamaulipas	Terrestre	18.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	5.7
287	Güiro	Tabasco	Terrestre	8.7	Gas	0	0.0	0.9	0.9	1.3
288	Gurumal	Veracruz	Terrestre	8.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
289	Gusano	Tabasco	Terrestre	0	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	0.0
290	Gutiérrez Zamora	Veracruz	Terrestre	2.3	Aceite	18	0.0	0.0	0.4	1.9
291	Habano	Coahuila	Terrestre	15.5	Gas	0	0.2	0.2	0.2	2.9
292	Hallazgo	Veracruz	Terrestre	19.5	Aceite	28.5	0.6	0.6	0.6	174.4
293	Hayabil	Aguas Territoriales	Marino	3.3	Aceite	46	0.0	0.0	4.3	7.5
294	Hechicera	Coahuila	Terrestre	3.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
295	Hidalgo	Coahuila	Terrestre	92.1	Gas	0	0.1	0.1	0.2	7.2
296	Higuerón	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	35	0.0	0.0	0.0	0.2
297	Hokchi	Aguas Territoriales	Marino	29.1	Aceite	26	21.2	66.4	92.3	453.3



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
298	Homol	Aguas Territoriales	Marino	17.1	Aceite	41	104.9	125.9	125.9	283.7
299	Horcón	Veracruz	Terrestre	5.7	Aceite	21	0.1	0.1	0.1	7.7
300	Horcones	Veracruz	Terrestre	55.5	Aceite	30.5	24.4	118.6	133.9	1,277.9
301	Hormiguero	Tabasco	Terrestre	48.6	Gas	0	2.2	3.7	3.7	59.5
302	Huatempo	Tamaulipas	Terrestre	6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
303	Huehuetepec	Puebla	Terrestre	0.8	Aceite	30	0.0	0.0	0.0	4.6
304	Huerta	Coahuila	Terrestre	6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
305	Huizache	Tamaulipas	Terrestre	19.8	Gas	0	0.4	0.4	0.4	2.4
306	Huizotate	Veracruz	Terrestre	6.4	Aceite	26	0.0	0.0	0.1	2.2
307	Humapa	Puebla - Veracruz	Terrestre	241.4	Aceite	26.7	67.1	285.6	423.2	4,693.5
308	Ichalkil	Aguas Territoriales	Marino	27.5	Aceite	36.5	11.7	40.6	148.7	686.4
309	Ignacio Allende	Veracruz	Transicional	2.2	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	0.2
310	Indígena	Tamaulipas	Terrestre	10	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
311	Integral	Tamaulipas	Terrestre	0.9	Gas	0	0.7	2.0	2.3	2.7
312	Irena	Tamaulipas	Terrestre	1.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.5
313	Íride	Tabasco	Terrestre	38	Aceite	17.5	217.8	220.5	240.5	1,377.6
314	Iris	Tabasco	Terrestre	23.8	Aceite	45	0.9	0.9	0.9	25.5
315	Isla de Lobos	Aguas Territoriales	Marino	2.2	Aceite	41	0.0	0.0	0.0	36.9
316	Ita	Tamaulipas	Terrestre	6.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	2.9
317	Itla	Aguas Territoriales	Marino	16.6	Aceite	37	0.0	0.0	12.4	61.2
318	Ixhuatlán	Veracruz	Terrestre	21.4	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	23.8
319	Ixhuatlán Oriente	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	59.8
320	Ixtal	Aguas Territoriales	Marino	41.3	Aceite	24.5	112.6	193.9	202.3	1,076.4



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
321	Ixtoc	Aguas Territoriales	Marino	73.2	Aceite	31.9	26.2	26.2	26.2	203.3
322	Jaatsul	Aguas Territoriales	Marino	18.7	Aceite	39	16.5	35.1	127.3	376.3
323	Jabalina	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
324	Jabonera	Veracruz	Terrestre	3	Aceite	23	0.0	0.0	0.0	0.7
325	Jacinto	Tabasco	Terrestre	35.1	Aceite	40.6	10.8	13.6	36.3	265.8
326	Jade	Tamaulipas	Terrestre	1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
327	Jaf	Veracruz	Terrestre	3.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.6
328	Jamaya	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	28	0.0	0.0	0.0	0.3
329	Jaraguay	Tamaulipas	Terrestre	24.2	Gas	0	0.3	0.5	2.3	3.7
330	Jaribú	Tamaulipas	Terrestre	4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
331	Jaujal	Tamaulipas	Terrestre	27.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	62.7
332	Jazmín	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.0	0.1	0.1	0.3
333	Jiliapa	Veracruz	Terrestre	16.8	Aceite	35	0.6	1.4	2.3	99.3
334	Jimbal	Tabasco	Terrestre	1.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
335	José Colomo	Tabasco	Terrestre	40.7	Aceite y Gas	32	1.6	6.8	6.8	80.9
336	Juan Felipe	Veracruz	Terrestre	5.4	Aceite	18	0.1	0.8	2.0	37.6
337	Jujo-Tecominoacán	Tabasco	Terrestre	124.4	Aceite	38	388.8	388.8	388.8	3,028.7
338	Jurel	Aguas Territoriales	Marino	16.7	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	531.7
339	Juspi	Chiapas	Terrestre	51.8	Aceite	42	1.2	1.2	1.2	46.4
340	Kab	Aguas Territoriales	Marino	45.6	Aceite	36.5	52.2	83.2	141.1	610.1
341	Kabuki	Veracruz	Terrestre	5.1	Gas	0	2.3	2.3	2.3	7.3
342	Kach	Aguas Territoriales	Marino	20.6	Aceite	13	0.0	66.5	95.7	599.8
343	Kambesah	Aguas Territoriales	Marino	11.1	Aceite	29.5	47.2	47.2	47.2	221.3



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
344	Kamelot	Veracruz	Terrestre	1.3	Gas	0	2.2	2.2	2.2	4.8
345	Kanaab	Aguas Territoriales	Marino	5	Aceite	36.5	10.8	10.8	14.8	78.7
346	Kastelán	Aguas Territoriales	Marino	9	Aceite	11	0.0	0.0	40.1	628.4
347	Kax	Aguas Territoriales	Marino	1.7	Aceite	38	41.7	41.7	41.7	174.9
348	Kay	Aguas Territoriales	Marino	0.6	Aceite	43	0.0	0.0	2.1	4.8
349	Kayab	Aguas Territoriales	Marino	54.3	Aceite	8.6	184.3	231.7	889.4	7,098.9
350	Kibo	Veracruz	Terrestre	3.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.9
351	Kix	Aguas Territoriales	Marino	13.5	Aceite	40	0.0	14.5	70.1	174.1
352	Kodiak	Tamaulipas	Terrestre	4.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
353	Kosni	Aguas Territoriales	Marino	20.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	46.9
354	Kriptón	Tamaulipas	Terrestre	3.3	Gas	0	1.5	1.9	2.1	4.4
355	Ku	Aguas Territoriales	Marino	81.9	Aceite	20.8	326.9	470.4	654.2	3,508.5
356	Kuil	Aguas Territoriales	Marino	20.1	Aceite	37.5	118.8	118.8	118.8	355.5
357	Kutz	Aguas Territoriales	Marino	8.4	Aceite	22	4.2	4.2	4.2	304.8
358	La Central	Tabasco	Terrestre	36.1	Aceite y Gas	29.6	0.3	0.3	0.3	9.1
359	La Laja	Veracruz	Terrestre	4.3	Aceite	26.7	0.0	0.0	0.0	1.8
360	La Venta	Tabasco	Terrestre	52.2	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	167.6
361	Lacamango	Veracruz	Terrestre	7.4	Aceite y Gas	32	3.4	3.8	3.8	93.0
362	Lacantún	Chiapas	Terrestre	7.8	Aceite	21	0.0	0.0	0.0	15.9
363	Lagarto	Veracruz	Terrestre	2.4	Aceite	14	0.0	0.0	0.0	0.4
364	Laguna Alegre	Campeche	Terrestre	7.6	Gas	0	2.9	2.9	2.9	4.1
365	Laguna Nueva	Tabasco	Terrestre	3.1	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	0.2
366	Lajitas	Tamaulipas	Terrestre	16	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
367	Lakach	Aguas Territoriales	Marino	20.6	Gas	0	93.8	167.5	167.5	249.7



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
368	Lampazos	Nuevo León	Terrestre	75.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	4.3
369	Lankahuasa	Aguas Territoriales	Marino	21.7	Gas	0	0.1	0.1	0.1	71.1
370	Lerma	Tamaulipas	Terrestre	92.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
371	Leyenda	Tamaulipas	Terrestre	2.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
372	Limón	San Luis Potosí - Veracruz	Terrestre	208.4	Aceite	12	0.1	0.3	1.8	182.2
373	Limonaria	Veracruz	Terrestre	0.1	Aceite	29	0.0	0.0	0.0	1.1
374	Lizamba	Veracruz	Terrestre	38	Gas	0	3.7	3.7	4.1	34.7
375	Llano Blanco	Nuevo León	Terrestre	6.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
376	Llanura	Nuevo León	Terrestre	3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
377	Llorón	Tamaulipas	Terrestre	12.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
378	Lobina	Aguas Territoriales	Marino	20.5	Aceite	22	0.0	0.0	0.0	12.2
379	Lobo	Nuevo León	Terrestre	15.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.5
380	Lomitas	Tamaulipas	Terrestre	79.9	Aceite y Gas	50	0.8	1.2	1.9	10.4
381	Los Soldados	Tabasco - Veracruz	Terrestre	56.7	Aceite y Gas	30	15.1	15.8	15.8	123.3
382	Lum	Aguas Territoriales	Marino	84.5	Aceite	24	24.8	48.1	100.7	697.0
383	Luna-Palapa	Tabasco	Transicional	34	Aceite y Gas	43.3	2.2	4.6	4.6	199.4
384	Macuile	Veracruz	Terrestre	5.1	Gas	0	0.4	0.5	0.5	0.6
385	Macuspana	Tabasco	Terrestre	2.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.9
386	Madera	Veracruz	Terrestre	5.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	4.8
387	Maderáceo	Veracruz	Terrestre	4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.8
388	Madrefil	Tabasco	Terrestre	40.1	Aceite	37	31.0	82.5	100.1	290.4
389	Maestros	Coahuila	Terrestre	3.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
390	Magallanes-Tucán-Pajonal	Tabasco	Terrestre	133.1	Aceite y Gas	33	14.1	26.4	34.7	911.4



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
391	Makech	Aguas Territoriales	Marino	11.8	Aceite	18	0.0	13.5	29.4	145.1
392	Maloob	Aguas Territoriales	Marino	68.9	Aceite	13.7	1657.2	1660.5	1874.7	6,544.3
393	Malta	Tamaulipas	Terrestre	2.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
394	Malva	Chiapas	Terrestre	13.2	Aceite	35.3	0.2	0.2	0.2	20.8
395	Mandarín	Nuevo León	Terrestre	0.6	Gas	0	1.0	1.0	1.0	3.5
396	Manea	Tabasco	Terrestre	3.9	Aceite	43	0.0	0.0	0.0	7.0
397	Mangar	Campeche - Tabasco	Terrestre	3.7	Gas	0	0.0	0.9	1.4	2.6
398	Manik	Aguas Territoriales	Marino	6.3	Aceite	26.5	12.3	12.3	12.3	94.7
399	Manuel Rodríguez Aguilar	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	14	0.0	0.0	0.0	2.0
400	Marabú	Tamaulipas	Terrestre	1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
401	Mareógrafo	Nuevo León	Terrestre	18.3	Gas	0	2.0	2.3	3.2	7.1
402	Marqués	Veracruz	Terrestre	0.8	Aceite	26	0.0	0.0	0.0	0.0
403	Marsopa	Aguas Territoriales	Marino	4.8	Aceite	35.1	0.1	3.5	4.1	54.1
404	Master	Coahuila	Terrestre	1.5	Gas	0	1.9	4.6	7.4	10.6
405	Mata Pionche	Veracruz	Terrestre	18	Aceite y Gas	41	1.1	1.1	2.3	167.2
406	Mata Violín	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	14	0.0	0.0	0.0	0.8
407	Matamoros	Tamaulipas	Terrestre	4.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
408	May	Aguas Territoriales	Marino	31.1	Aceite	45	44.1	44.1	44.1	415.8
409	Mayacaste	Tabasco	Terrestre	12.5	Aceite	36.5	4.0	8.5	8.5	31.6
410	Mecatepec Norte	Veracruz	Terrestre	12.3	Aceite	24	0.0	0.0	0.0	0.4
411	Mecayucan	Veracruz	Terrestre	10.5	Aceite y Gas	30.7	1.1	1.1	5.2	81.0
412	Mecoacán	Tabasco	Terrestre	20.3	Aceite	25.4	0.0	0.0	0.0	94.8



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
413	Mejillón	Aguas Territoriales	Marino	0.7	Aceite	40	0.0	0.0	0.0	71.1
414	Men	Aguas Territoriales	Marino	4.8	Gas	0	0.0	20.2	36.0	51.3
415	Mene	Aguas Territoriales	Marino	10.2	Aceite	8	0.0	25.5	25.5	210.7
416	Merced	Coahuila	Terrestre	12	Gas	0	0.7	1.7	3.7	16.6
417	Mesa Cerrada	Veracruz	Terrestre	2.9	Aceite	23	0.1	0.3	0.7	25.4
418	Mesa Chica	Veracruz	Terrestre	3.6	Aceite	35	0.0	0.0	0.0	1.2
419	Miahuapán	Veracruz	Terrestre	234.2	Aceite	32.5	0.0	40.8	212.6	1,250.3
420	Mier	Tamaulipas	Terrestre	5.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
421	Miguel Hidalgo	Veracruz	Terrestre	5.7	Aceite y Gas	30	0.1	0.1	0.9	43.3
422	Minero	Coahuila	Terrestre	0.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.7
423	Miquetla	Puebla - Veracruz	Terrestre	297.2	Aceite	35	17.5	188.5	314.0	1,997.2
424	Miquetla PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	19.5	Aceite	25	0.0	0.0	0.0	84.6
425	Mirador	Veracruz	Terrestre	4.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.1
426	Miralejos	Veracruz	Terrestre	7.2	Aceite y Gas	30	0.3	0.3	0.3	20.2
427	Misión	Tamaulipas	Terrestre	44.4	Aceite y Gas	27	1.9	8.9	11.4	41.8
428	Misión	Aguas Territoriales	Marino	9.6	Aceite	41	11.8	25.9	35.6	144.3
429	Mixtán	Veracruz	Terrestre	3.4	Gas	0	2.3	2.3	2.3	3.5
430	Miztón	Aguas Territoriales	Marino	7.2	Aceite	33	28.3	69.4	85.7	321.0
431	Mojarreñas	Nuevo León	Terrestre	69.5	Gas	0	2.0	3.4	5.3	15.5
432	Moloacán	Veracruz	Terrestre	29.3	Aceite	20	0.7	0.7	0.7	199.7
433	Monclova	Coahuila	Terrestre	45.3	Gas	0	0.0	0.0	1.2	21.0
434	Monterrey	Tamaulipas	Terrestre	82.5	Aceite y Gas	27	0.5	0.8	1.1	35.5
435	Mora	Tabasco	Terrestre	52.3	Aceite	38.2	40.0	41.3	41.3	326.3
436	Moral	Coahuila	Terrestre	0.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
437	Morales	Tabasco	Terrestre	6.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6
438	Moralillo	Veracruz	Terrestre	16.9	Aceite	20	0.2	0.7	1.3	49.3
439	Morsa	Aguas Territoriales	Marino	4	Aceite	35	0.0	0.0	0.0	22.8
440	Mozutla	Veracruz	Terrestre	1.9	Aceite y Gas	21	0.4	0.5	0.5	26.0
441	Mundo Nuevo	Chiapas	Terrestre	17.7	Aceite	49.7	1.3	1.3	1.3	95.5
442	Murex	Tamaulipas	Terrestre	5.5	Gas	0	3.2	5.2	6.6	13.0
443	Muro	Veracruz	Terrestre	5.1	Aceite	17	0.1	0.1	0.5	52.2
444	Muspac	Chiapas	Terrestre	88	Aceite	52	2.7	2.7	2.7	297.7
445	Nab	Aguas Territoriales	Marino	12.3	Aceite	8.5	0.0	0.0	32.6	413.8
446	Nak	Aguas Territoriales	Marino	18.5	Aceite	42	5.7	36.9	65.6	235.6
447	Namaca	Aguas Territoriales	Marino	5.4	Aceite y Gas	24	0.0	0.0	1.6	13.4
448	Narvárez	Campeche - Tabasco	Terrestre	57.8	Gas	0	2.9	2.9	2.9	22.4
449	Navegante	Tabasco	Terrestre	86.1	Aceite	46.8	0.0	0.0	196.4	1,109.9
450	Náyade	Aguas Territoriales	Marino	5	Aceite	34	0.0	0.0	0.0	92.1
451	Nazareth	Chiapas	Terrestre	186.1	Aceite	57	0.0	0.0	0.0	55.7
452	Nejo	Tamaulipas	Terrestre	22.6	Aceite y Gas	42	19.1	25.5	34.0	89.1
453	Nelash	Tabasco	Terrestre	80.2	Aceite	41.6	8.0	10.2	12.4	115.8
454	Nicapa	Chiapas	Terrestre	1.7	Aceite	39	0.0	0.0	0.0	0.8
455	Nilo	Tamaulipas	Terrestre	9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6
456	Níquel	Tamaulipas	Terrestre	10	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
457	Níspero	Chiapas - Tabasco	Terrestre	42.6	Aceite	34.8	6.0	11.6	11.6	366.6
458	Nohoch	Aguas Territoriales	Marino	21.5	Aceite	19.5	17.0	17.0	17.0	1,580.8
459	Nopaltepec	Veracruz	Terrestre	2.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	30.8
460	Novillero	Veracruz	Terrestre	9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	2.6



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
461	Nueva Colonia	Veracruz	Terrestre	2.4	Aceite	21	0.0	0.0	0.0	0.3
462	Nuevo Progreso	Veracruz	Terrestre	3.6	Aceite	24	0.2	0.2	0.2	37.9
463	Nuevo Teapa	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	3.1
464	Nuevos Lirios	Tabasco	Terrestre	12.7	Gas	0	0.5	0.5	0.5	2.9
465	Numan	Aguas Territoriales	Marino	6.9	Aceite	8.8	0.0	0.0	16.7	261.3
466	Numerador	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0.2	0.2	0.2	0.1
467	Nuncio	Tamaulipas	Terrestre	0	Gas	0	0.5	0.5	0.5	71.7
468	Nutria	Tamaulipas	Terrestre	12	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
469	Oasis	Tamaulipas	Terrestre	33.6	Gas	0	0.0	0.1	0.5	4.7
470	Obertura	Veracruz	Terrestre	2	Gas	0	0.3	0.3	0.3	0.7
471	Obsidiana	Tamaulipas	Terrestre	1.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
472	Och	Aguas Territoriales	Marino	15.7	Aceite	38	10.2	10.2	41.3	347.0
473	Ocotepc	Veracruz	Terrestre	2.8	Aceite	20	0.2	1.0	1.5	67.2
474	Ogarrio	Tabasco	Terrestre	147.9	Aceite	38	41.7	53.7	54.0	927.0
475	Ojillal	Tabasco	Terrestre	3.2	Gas	0	0.0	0.4	0.4	0.7
476	Omega	Coahuila	Terrestre	0.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
477	Onel	Aguas Territoriales	Marino	19.3	Aceite	24.3	147.2	156.3	175.1	661.7
478	Ópalo	Tamaulipas	Terrestre	1.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
479	Oporto	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
480	Orégano	Tamaulipas	Terrestre	1.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
481	Organdí	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	4.5
482	Orozco	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	7.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.9
483	Otates	Tabasco	Terrestre	35.7	Aceite	34	4.4	5.3	5.3	244.5



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
484	Otoño	Nuevo León	Terrestre	0.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.5
485	Oveja	Tamaulipas	Terrestre	2.5	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2.0
486	Oxiacaque	Tabasco	Terrestre	40.6	Aceite	29	52.1	52.1	52.1	1,184.0
487	Paché	Tabasco	Terrestre	51	Aceite	40	2.8	14.3	14.3	107.0
488	Pacífico	Puebla	Terrestre	1.6	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	0.3
489	Paje	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	1.1	1.6	2.1	2.4
490	Palangre	Tabasco	Terrestre	9.2	Aceite	35.4	2.6	4.9	4.9	85.8
491	Paleoarcos	Tamaulipas	Terrestre	1.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	11.3
492	Palito Blanco	Tamaulipas	Terrestre	22.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
493	Palma Sola	Veracruz	Terrestre	7.4	Aceite	29.3	0.0	0.0	0.0	3.9
494	Pálmara	Veracruz	Terrestre	3.5	Gas	0	0.5	0.5	0.5	5.5
495	Palmito	Nuevo León	Terrestre	96.4	Gas	0	4.2	5.7	8.1	27.1
496	Palmitota Oriente	Veracruz	Terrestre	3.9	Aceite	23.4	0.0	0.0	0.0	0.6
497	Palo Blanco	Puebla - Veracruz	Terrestre	115.1	Aceite	35.5	1.1	145.7	180.9	2,836.2
498	Palo Blanco PR	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	0.2	Aceite	37	0.0	0.0	0.0	1.6
499	Pame	Tamaulipas	Terrestre	1	Gas	0	0.2	0.2	0.4	6.3
500	Pamorana	Nuevo León	Terrestre	15	Aceite y Gas	27	4.5	9.6	10.8	13.5
501	Pamorana Norte	Nuevo León	Terrestre	0.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
502	Panal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	24.4	Aceite y Gas	35	0.1	0.7	1.4	8.5
503	Pandura	Tamaulipas	Terrestre	37.9	Gas	0	1.1	1.8	2.1	17.9
504	Pánuco	Veracruz	Terrestre	371.4	Aceite	12	1.0	1.0	1.0	7,540.3
505	Papán	Veracruz	Terrestre	34.3	Gas	0	5.6	5.6	5.6	14.8
506	Papantla	Veracruz	Terrestre	10.9	Aceite	28	0.3	0.3	0.3	62.7



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
507	Paraíso	Tabasco	Terrestre	11	Aceite	35	0.0	14.0	15.9	85.1
508	Paredón	Tabasco	Terrestre	44.2	Aceite	39	10.9	19.4	48.3	723.2
509	Pareto	Tabasco	Terrestre	50	Aceite	43	5.7	5.7	5.7	354.2
510	Parritas	Tamaulipas	Terrestre	6.2	Gas	0	1.5	4.8	4.8	5.5
511	Pascualito	Tamaulipas	Terrestre	36.4	Gas	0	0.1	0.2	0.4	4.1
512	Paso de Oro	Veracruz	Terrestre	9	Aceite	29	0.0	0.0	0.0	0.3
513	Pastoría	Hidalgo - Veracruz	Terrestre	138	Aceite	32	4.0	74.2	229.6	3,316.8
514	Patlache	Tamaulipas	Terrestre	0.5	Gas	0	0.3	1.5	1.9	6.8
515	Patricio	Nuevo León	Terrestre	2.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
516	Patriota	Tamaulipas	Terrestre	0.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
517	Pecero	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	36	0.0	0.0	0.0	0.5
518	Peña Blanca	Nuevo León	Terrestre	26.9	Gas	0	0.7	0.8	0.9	11.4
519	Percutor	Coahuila	Terrestre	0.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.0
520	Perdiz	Veracruz	Terrestre	35.3	Aceite	20.7	3.9	4.4	5.2	219.9
521	Pesero	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.8	1.6	1.8	3.2
522	Petrolero	Nuevo León	Terrestre	1.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
523	Piamonte	Nuevo León	Terrestre	1.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
524	Picadillo	Nuevo León	Terrestre	29.4	Gas	0	0.5	0.8	0.9	1.8
525	Piedra de Cal	Veracruz	Terrestre	12.1	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	3.3
526	Piedras	Tamaulipas	Terrestre	8.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
527	Pigua	Tabasco	Terrestre	1.6	Aceite	31	0.0	0.0	0.0	1.7
528	Pingüino	Nuevo León	Terrestre	13.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
529	Pinole	Tamaulipas	Terrestre	5	Aceite	15	0.0	0.0	0.0	0.2
530	Pinta	Tamaulipas	Terrestre	5.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	4.6



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
531	Pípila	Tamaulipas	Terrestre	5.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	3.0
532	Pirámide	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	17	0.0	0.0	0.0	1.2
533	Pirata	Tamaulipas	Terrestre	2.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
534	Pirineo	Coahuila	Terrestre	5.7	Gas	0	0.2	0.2	0.2	3.4
535	Pit	Aguas Territoriales	Marino	38.5	Aceite	10.8	151.3	313.5	462.0	2,908.2
536	Pita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
537	Pitahaya	Veracruz	Terrestre	15.3	Aceite	17	0.0	0.0	0.0	0.1
538	Pital y Mozutla	Veracruz	Terrestre	2.3	Aceite	31	0.0	0.0	0.0	3.4
539	Placetas	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	33	0.0	0.0	0.0	3.7
540	Plan de Ayala	Veracruz	Terrestre	0.9	Aceite	27.5	0.0	0.0	0.0	0.8
541	Plan de Oro	Veracruz	Terrestre	1.3	Aceite	22	0.0	0.0	0.0	2.4
542	Planos	Puebla	Terrestre	3.1	Aceite	39	0.0	0.0	0.0	1.6
543	Platanal	Tabasco	Terrestre	8	Aceite	21	7.1	7.1	7.1	108.7
544	Platinado	Tamaulipas	Terrestre	1.6	Gas	0	0.0	0.2	0.2	1.4
545	Playuela	Veracruz	Terrestre	8.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	8.7
546	Pobladores	Nuevo León	Terrestre	2.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
547	Pohp	Aguas Territoriales	Marino	25.8	Aceite	8	0.0	34.3	93.9	1,310.6
548	Pokoch	Aguas Territoriales	Marino	4.9	Aceite	30	30.0	45.8	45.8	152.9
549	Pol	Aguas Territoriales	Marino	34.4	Aceite	31	6.5	6.5	6.5	1,574.3
550	Polvareda	Tamaulipas	Terrestre	14	Gas	0	0.0	0.0	0.0	2.3
551	Pomela	Tabasco	Terrestre	0.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
552	Pontón	Veracruz	Terrestre	4.5	Aceite	28.5	0.0	0.0	0.0	7.3
553	Potrero del Llano	Veracruz	Terrestre	7.6	Aceite	19	0.2	0.2	1.3	310.0



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
	Horcones									
554	Poza Rica	Veracruz	Terrestre	150.8	Aceite y Gas	26.3	26.7	63.3	122.7	3,828.9
555	Presa	Tamaulipas	Terrestre	9.2	Gas	0	0.0	0.1	0.1	2.4
556	Presidente Alemán	Veracruz	Terrestre	198.2	Aceite	31.3	71.2	314.9	472.9	3,312.0
557	Presidente Alemán PR	Veracruz	Terrestre	72.8	Aceite	20	0.2	0.2	0.2	23.2
558	Presita	Tamaulipas	Terrestre	15.7	Gas	0	0.0	0.0	0.5	1.9
559	Primavera	Nuevo León	Terrestre	45.5	Gas	0	0.0	0.4	0.7	2.7
560	Primo	Nuevo León	Terrestre	0.9	Gas	0	0.0	0.0	0.2	0.2
561	Puente	Veracruz	Terrestre	1.9	Aceite	38	0.0	0.0	0.0	5.4
562	Puerto Ceiba	Tabasco	Transicional	52	Aceite	22.5	47.6	61.5	61.5	1,243.8
563	Quintal	Nuevo León	Terrestre	0.6	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
564	Quitrín	Tamaulipas	Terrestre	10.7	Gas	0	0.6	0.8	0.8	2.9
565	Rabasa	Veracruz	Terrestre	76.4	Aceite	24	29.8	34.8	36.6	118.0
566	Rabel	Veracruz	Terrestre	4.4	Gas	0	1.7	1.7	1.7	6.7
567	Rabón Grande	Veracruz	Transicional	1.3	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	13.4
568	Rafael	Tamaulipas	Terrestre	7.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.5
569	Ramírez	Tamaulipas	Terrestre	17.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	1.0
570	Rancho Nuevo	Veracruz	Terrestre	27.8	Aceite	29	1.2	3.5	4.8	41.0
571	Rasha	Tabasco	Terrestre	9.2	Gas	0	0.5	0.9	0.9	8.4
572	Remolino	Veracruz	Terrestre	196	Aceite	21.1	45.9	268.5	495.4	1,991.8
573	Remolino PR	Veracruz	Terrestre	17.2	Aceite	32	0.3	0.3	5.0	145.7
574	Remudadero	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	14	0.0	0.0	0.0	0.3
575	René	Tamaulipas	Terrestre	4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
576	Reno	Tamaulipas	Terrestre	11.4	Gas	0	0.1	0.6	0.6	1.3
577	Reynosa	Tamaulipas	Terrestre	375.1	Aceite y Gas	27	0.0	0.1	0.1	143.9
578	Riachuelo	Veracruz	Terrestre	2.9	Aceite	23.5	0.2	0.2	1.1	4.4
579	Ribereño	Campeche	Transicional	35.9	Aceite	49.5	18.6	32.6	41.3	56.2
580	Ricos	Tamaulipas	Terrestre	11.6	Gas	0	1.0	1.3	5.9	6.4
581	Rincón Pacheco	Veracruz	Terrestre	4.1	Gas	0	0.1	0.1	0.1	2.6
582	Río Bravo	Tamaulipas	Terrestre	2.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
583	Río Nuevo	Chiapas - Tabasco	Terrestre	20.1	Aceite	29.8	1.2	1.2	5.7	231.8
584	Robulus	Tamaulipas	Terrestre	9.8	Gas	0	0.0	0.0	2.4	3.0
585	Rodador	Tabasco	Terrestre	23.6	Aceite	35	6.6	11.5	13.3	138.2
586	Romarik	Veracruz	Terrestre	1.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
587	Rosal	Tamaulipas	Terrestre	1.5	Gas	0	0.0	0.0	0.3	0.9
588	Rosenblú	Veracruz	Terrestre	1.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.4
589	Rotalia	Tamaulipas	Terrestre	3.9	Gas	0	0.0	0.8	0.8	2.0
590	Rusco	Tamaulipas	Terrestre	8.9	Gas	0	0.7	0.7	0.7	3.7
591	Sábana Grande	Veracruz	Terrestre	331.4	Aceite	29.4	0.0	36.3	211.2	1,977.8
592	Sabancuy	Chiapas	Terrestre	0.6	Aceite	21.1	0.0	0.0	0.0	5.2
593	Salinas Barco Caracol	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	411.4	Aceite	12	0.1	0.1	0.1	73.0
594	Salitrillo	Nuevo León	Terrestre	1.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
595	Samaria	Tabasco	Terrestre	97.2	Aceite	17.3	223.3	247.4	264.0	3,520.0
596	San Alfonso	Tabasco	Terrestre	3.1	Aceite	33	0.0	0.0	0.0	3.5
597	San Andrés	Veracruz	Terrestre	45.9	Aceite y Gas	30.1	3.4	5.0	20.1	1,241.5
598	San Bernardo	Nuevo León	Terrestre	20	Gas	0	1.2	1.6	2.2	3.7



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
599	San Diego Chiconcillo	Veracruz	Terrestre	46.7	Aceite	11	0.0	0.4	2.0	48.5
600	San Nicolás	Veracruz	Terrestre	2.7	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	0.2
601	San Pablo	Veracruz	Terrestre	5	Gas	0	0.1	0.1	1.3	3.4
602	San Pedro	Tamaulipas	Terrestre	6.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
603	San Ramón	Tabasco	Terrestre	17.6	Aceite	31	17.6	18.0	18.0	342.5
604	San Román	Tabasco	Terrestre	5.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6
605	San Vicente	Tamaulipas	Terrestre	6.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
606	Santa Águeda	Veracruz	Terrestre	11	Aceite y Gas	16	2.3	3.0	3.7	280.2
607	Santa Ana	Aguas Territoriales	Marino	34.8	Aceite y Gas	31	0.0	0.5	0.5	127.0
608	Santa Anita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	44.8	Gas	0	10.3	16.9	20.4	32.2
609	Santa Fe	Tamaulipas	Terrestre	13.5	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
610	Santa Lucía	Veracruz	Terrestre	4.6	Aceite	19	0.0	0.0	0.0	13.9
611	Santa Rosa	Veracruz	Terrestre	9.3	Aceite	26	0.0	0.0	0.0	5.2
612	Santa Rosalía	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	124.7	Gas	0	1.7	2.9	4.4	21.5
613	Santander	Tamaulipas	Terrestre	0.6	Gas	0	0.0	0.2	0.2	0.9
614	Santiago	Puebla	Terrestre	3.6	Aceite	24.7	0.1	0.1	0.1	8.5
615	Santuario	Tabasco	Terrestre	63.5	Aceite	32	109.6	127.9	127.9	555.3
616	Saramako	Tabasco	Terrestre	3	Aceite	48	0.0	0.0	0.0	11.6
617	Sarlat	Tabasco	Terrestre	3.9	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.8	4.2
618	Secadero	Chiapas	Terrestre	6.5	Aceite	35.6	0.0	0.0	0.0	6.4
619	Sen	Tabasco	Terrestre	33.8	Aceite	42	43.5	43.5	43.5	1,409.6
620	Shishito	Tabasco	Terrestre	11.4	Aceite y Gas	35.5	6.7	9.3	11.9	64.8
621	Siamés	Veracruz	Terrestre	1.7	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	1.4



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
622	Sierrita	Nuevo León	Terrestre	8.6	Aceite y Gas	62	0.0	0.3	0.3	0.3
623	Sigma	Tamaulipas	Terrestre	13.9	Gas	0	1.4	2.3	3.2	6.3
624	Sihil	Aguas Territoriales	Marino	40.6	Aceite	23.8	62.7	120.7	136.8	2,169.7
625	Silozúchil	Veracruz	Terrestre	26.4	Aceite	37	0.0	0.0	0.0	0.4
626	Simbad	Nuevo León	Terrestre	5.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
627	Sinán	Aguas Territoriales	Marino	68.1	Aceite	31.6	31.7	31.7	77.2	972.1
628	Sini	Tabasco	Terrestre	6	Aceite	41	16.7	18.0	18.0	56.1
629	Sitio	Veracruz	Terrestre	148.7	Aceite	39	0.0	25.6	175.8	2,402.5
630	Sitio grande	Chiapas - Tabasco	Terrestre	108.7	Aceite	34	1.4	1.4	1.4	1,005.4
631	Socavón	Tamaulipas	Terrestre	0.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.3
632	Soledad	Veracruz	Terrestre	62.6	Aceite	36.6	1.6	84.2	101.0	984.5
633	Soledad Norte	Veracruz	Terrestre	39.4	Aceite	32	1.5	1.5	1.5	304.6
634	Soledad PR	Veracruz	Terrestre	31.3	Aceite	33	0.0	0.0	0.0	29.4
635	Solís Tierra Amarilla	Veracruz	Terrestre	31.3	Aceite	18	0.2	0.2	0.9	78.2
636	Sotol	Tamaulipas	Terrestre	6.6	Aceite	18	0.0	0.0	0.0	1.0
637	Sultán	Tamaulipas	Terrestre	7.4	Gas	0	0.5	1.0	1.8	8.9
638	Sunuapa	Chiapas	Terrestre	194.6	Aceite y Gas	37.4	16.7	18.1	19.8	558.7
639	Sur Chinampa Norte de Amatlán	Veracruz	Terrestre	22.7	Aceite	27.5	2.3	2.6	3.7	561.1
640	Sur de Amatlán	Veracruz	Terrestre	1.9	Aceite	19	1.8	1.8	2.3	360.4
641	Surco	Nuevo León	Terrestre	15.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.1
642	Tabascoob	Aguas Territoriales	Marino	29.6	Gas	0	0.0	0.0	27.1	37.1
643	Tacuilolapa	Veracruz	Terrestre	2.2	Aceite	30	0.0	0.0	0.0	19.5



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
644	Tajín	Puebla - Veracruz	Terrestre	162.7	Aceite	27.6	77.0	237.9	316.8	1,981.1
645	Tajín PR	Veracruz	Terrestre	0	Aceite	34	0.0	0.0	0.0	0.8
646	Tajón	Tabasco	Transicional	20.4	Aceite	33	0.9	3.4	3.4	724.9
647	Takín	Aguas Territoriales	Marino	5.3	Aceite	16	12.2	12.2	12.2	84.5
648	Talismán	Tamaulipas	Terrestre	12.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
649	Talud	Nuevo León	Terrestre	25.4	Gas	0	0.3	0.3	0.6	0.9
650	Tamaulipas Constituciones	Tamaulipas	Terrestre	80.1	Aceite y Gas	17.3	59.3	92.1	104.3	2,494.7
651	Tametute	Veracruz	Terrestre	1.3	Aceite	32	0.0	0.0	0.0	0.3
652	Tamiahua	Veracruz	Terrestre	41.4	Aceite	26	0.0	0.0	0.0	8.1
653	Tampamolón	San Luis Potosí	Terrestre	3.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
654	Tangram	Nuevo León	Terrestre	16	Gas	0	3.4	17.2	51.6	230.7
655	Tapijulapa	Tabasco	Terrestre	4	Aceite	38	0.0	0.0	0.0	4.7
656	Taratunich	Aguas Territoriales	Marino	20	Aceite	30.5	15.9	37.1	37.1	853.2
657	Tecoalli	Aguas Territoriales	Marino	20.8	Aceite	29	7.0	17.7	52.0	247.7
658	Tecoco	Tamaulipas	Terrestre	0.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
659	Tecolutla	Veracruz	Terrestre	3.1	Aceite	28	0.0	0.0	0.2	7.0
660	Tecuma	Nuevo León	Terrestre	1.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
661	Teekit	Aguas Territoriales	Marino	1.9	Aceite	25	0.0	12.2	12.2	65.2
662	Tejada	Veracruz	Terrestre	3.3	Aceite	33	0.1	0.1	0.1	23.8
663	Tekel	Aguas Territoriales	Marino	16.4	Aceite	10	60.3	136.1	158.1	880.3
664	Temapache	Veracruz	Terrestre	45	Aceite	18	0.3	0.3	0.3	16.6
665	Tenexcuila	Veracruz	Terrestre	226.6	Aceite	29	0.0	17.6	71.7	1,138.7
666	Teotleco	Chiapas - Tabasco	Terrestre	168.1	Aceite	47.2	19.3	29.5	148.2	626.6



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
667	Tepetate Norte Chinampa	Veracruz	Terrestre	8.8	Aceite	23	0.5	1.3	1.3	431.4
668	Tepetitán	Tabasco	Terrestre	33.4	Gas	0	2.2	2.2	2.2	9.3
669	Tepeyil	Tabasco	Terrestre	16.4	Aceite	40.5	0.0	0.0	5.4	187.8
670	Tepozán	Nuevo León	Terrestre	3.1	Gas	0	0.3	0.7	0.7	1.0
671	Tequis	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
672	Ternero	Tamaulipas	Terrestre	7.7	Aceite	48	0.0	0.0	0.0	0.1
673	Terra	Tabasco	Terrestre	24.4	Aceite	41	54.3	83.8	115.3	399.7
674	Terregal	Tamaulipas	Terrestre	6.9	Gas	0	0.1	0.1	0.1	1.8
675	Tetl	Aguas Territoriales	Marino	18.7	Aceite	36	20.3	51.1	141.1	661.0
676	Tiburón	Aguas Territoriales	Marino	2.5	Aceite	33	0.0	0.0	0.0	66.7
677	Tierra Blanca Chapopote Núñez	Veracruz	Terrestre	29.2	Aceite	18	0.3	0.3	4.1	273.7
678	Tierra Colorada	Tabasco	Terrestre	0	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	0.0
679	Tigrillo	Nuevo León	Terrestre	5.4	Aceite y Gas	55	0.6	0.6	0.8	11.0
680	Tigris	Tamaulipas	Terrestre	1.4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.2
681	Tihuatlán	Veracruz	Terrestre	2.6	Aceite	19	0.0	0.0	0.0	3.3
682	Tijerina	Nuevo León	Terrestre	1.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
683	Tilapia	Tamaulipas	Transicional	3.1	Aceite	30.5	0.0	0.0	0.0	36.7
684	Tilingo	Nuevo León	Terrestre	0.3	Gas	0	0.0	0.0	0.0	2.5
685	Tinta	Tamaulipas	Terrestre	5.8	Gas	0	0.3	0.3	0.3	1.2
686	Tintal	Tabasco	Terrestre	25.6	Aceite	22	14.0	14.0	14.0	131.4
687	Tintorera	Aguas Territoriales	Marino	4.5	Aceite	33	0.0	0.0	0.0	0.7



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
688	Tiumut	Tabasco	Terrestre	16	Aceite	41.5	1.6	1.6	17.0	78.4
689	Tizón	Tabasco	Transicional	41.1	Aceite	47.7	48.9	59.8	59.8	158.5
690	Tlacame	Aguas Territoriales	Marino	8	Aceite	21.9	0.0	35.9	65.8	327.3
691	Tlacolula	Veracruz	Terrestre	112.6	Aceite	31.6	0.1	62.2	207.6	2,903.3
692	Tokal	Tabasco	Terrestre	17.2	Aceite	36	4.5	8.0	10.2	67.1
693	Toloc	Aguas Territoriales	Marino	4.4	Aceite	21	0.0	11.6	11.6	69.2
694	Tonalá	Tabasco - Veracruz	Terrestre	39.4	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	98.3
695	Topén	Chiapas	Terrestre	15.2	Aceite	28.6	0.6	0.6	0.6	41.9
696	Topila	Veracruz	Terrestre	270.4	Aceite	12	0.1	0.1	0.1	582.4
697	Topo	Nuevo León	Terrestre	32.6	Gas	0	9.5	10.7	12.0	13.7
698	Tordo	Tamaulipas	Terrestre	12.1	Aceite	18	0.0	0.0	0.0	0.2
699	Torrecillas	Tamaulipas	Terrestre	41.5	Aceite y Gas	59	1.2	1.4	1.5	23.5
700	Toteco Cerro Azul	Veracruz	Terrestre	36.5	Aceite	19	2.2	2.6	4.1	956.6
701	Totonaca	Tamaulipas	Terrestre	27.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.4
702	Trapiche	Tamaulipas	Terrestre	0.3	Gas	0	2.2	3.8	5.9	6.3
703	Tres Hermanos	Veracruz	Terrestre	74.3	Aceite y Gas	27	2.9	3.2	3.2	371.1
704	Tres Higueras	Veracruz	Terrestre	6.1	Aceite	26	0.0	0.1	0.1	2.6
705	Treviño	Tamaulipas	Terrestre	52.4	Aceite y Gas	62	0.0	0.0	0.0	51.8
706	Trilobite	Coahuila	Terrestre	1.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
707	Trión	Aguas Territoriales	Marino	22.4	Aceite	26.9	0.0	0.0	267.5	1,202.9
708	Troje	Tamaulipas	Terrestre	4.1	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
709	Trompo	Campeche	Terrestre	7.8	Gas	0	0.0	0.0	1.4	4.3
710	Troncón	Tamaulipas	Terrestre	11.8	Gas	0	0.5	2.5	2.5	3.1



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
711	Tsimín	Aguas Territoriales	Marino	50.6	Aceite	42.4	274.0	303.1	474.7	941.1
712	Tson	Aguas Territoriales	Marino	18.8	Aceite	8.2	0.0	24.3	75.1	1,131.1
713	Tumut	Aguas Territoriales	Marino	6.9	Aceite	35	4.3	4.3	22.3	146.9
714	Tundra	Tamaulipas	Terrestre	6.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
715	Tupilco	Tabasco	Terrestre	71.7	Aceite	31.9	21.5	21.5	25.1	212.1
716	Uech	Aguas Territoriales	Marino	12.2	Aceite	35	15.1	15.1	15.1	193.0
717	Unicornio	Tamaulipas	Terrestre	18.9	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.7
718	Usumacinta	Tabasco	Terrestre	72.5	Gas	0	1.8	1.8	1.8	41.7
719	Után	Aguas Territoriales	Marino	4.4	Gas	0	2.8	3.1	11.1	15.9
720	Utsil	Aguas Territoriales	Marino	12.8	Aceite	9.5	27.5	48.0	106.6	882.1
721	Vacas	Coahuila	Terrestre	1.1	Gas	0	0.1	0.5	1.5	2.5
722	Vagabundo	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
723	Valadeces	Tamaulipas	Terrestre	1.3	Gas	0	0.4	0.8	0.8	1.8
724	Valioso	Tamaulipas	Terrestre	0.2	Gas	0	0.0	0.4	0.6	0.9
725	Vara Alta	Veracruz	Terrestre	17.6	Aceite	13	0.0	0.5	0.5	2.1
726	Veinte	Veracruz	Terrestre	4	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.7
727	Velero	Tamaulipas	Terrestre	81.3	Gas	0	1.7	4.3	6.9	32.3
728	Verano	Nuevo León	Terrestre	1.4	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.1
729	Vernet	Tabasco	Terrestre	31.3	Aceite y Gas	34.9	0.4	0.7	0.7	61.7
730	Viboritas	Nuevo León	Terrestre	40.2	Gas	0	0.2	0.7	1.1	11.9
731	Vicente Guerrero	Veracruz	Terrestre	1.6	Aceite	27	0.0	0.0	0.0	9.4
732	Viche	Tabasco	Terrestre	10.3	Gas	0	0.3	0.3	0.3	0.5
733	Viernes	Tamaulipas	Terrestre	1.8	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.6



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km ²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
734	Vigía	Nuevo León	Terrestre	1.2	Gas	0	0.2	0.2	0.2	0.7
735	Vigilante	Tamaulipas	Terrestre	3.7	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.8
736	Villa Cárdenas	Tamaulipas	Terrestre	7.7	Gas	0	0.9	0.9	0.9	1.7
737	Visir	Tamaulipas	Terrestre	3.9	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
738	Vístico	Veracruz	Transicional	17.5	Gas	0	0.2	0.2	0.6	5.1
739	Wayil	Aguas Territoriales	Marino	5.2	Aceite	44	11.5	13.4	19.2	95.6
740	Xanab	Aguas Territoriales	Marino	50.3	Aceite	33	163.3	331.1	392.1	1,324.2
741	Xaxamani	Veracruz	Transicional	5.7	Aceite y Gas	25	0.0	5.7	14.0	84.6
742	Xicalango	Campeche	Terrestre	48	Gas	0	0.8	0.8	0.8	5.1
743	Xicope	Aguas Territoriales	Marino	6	Gas	0	0.0	0.0	6.9	10.4
744	Xikin	Aguas Territoriales	Marino	21.4	Aceite	39	56.0	67.4	123.4	307.9
745	Xocotla	Veracruz	Terrestre	5.1	Aceite	16	0.0	0.0	0.0	2.6
746	Xulum	Aguas Territoriales	Marino	41.4	Aceite	16.5	0.0	17.7	97.4	646.4
747	Xux	Aguas Territoriales	Marino	27.9	Aceite	39.5	211.7	237.0	364.9	922.2
748	Yac	Tamaulipas	Terrestre	0.4	Gas	0	0.0	0.0	0.1	0.1
749	Yagual	Tabasco	Terrestre	67.7	Aceite	33.7	17.8	20.9	20.9	180.9
750	Yaxché	Aguas Territoriales	Marino	35.1	Aceite	35.7	51.2	91.3	172.0	1,092.0
751	Yetic	Aguas Territoriales	Marino	3.6	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	1.6	10.4
752	Yum	Aguas Territoriales	Marino	15.6	Aceite	44.5	0.5	7.0	14.0	88.5
753	Zaap	Aguas Territoriales	Marino	49.8	Aceite	19.7	887.1	911.3	948.7	4,338.8
754	Zacamixtle	Veracruz	Terrestre	9	Aceite	20	0.0	0.0	0.0	47.3
755	Zacate	Nuevo León	Terrestre	19.2	Gas	0	5.9	10.4	11.1	11.7
756	Zapotalillo	Veracruz	Terrestre	12.1	Aceite	31.1	0.0	0.0	0.2	4.9
757	Zaragoza	Tabasco	Terrestre	4.7	Gas	0	0.0	0.0	0.5	1.0



No.	Campo	Entidad Federativa	Tipo	Superficie (km²)	Tipo de Fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
758	Zazil-Ha	Aguas Territoriales	Marino	9.5	Aceite	9	0.0	0.0	18.9	268.7
759	Zorro	Coahuila	Terrestre	0.3	Gas	0	0.1	0.1	0.1	0.2
760	Zuloaga	Coahuila	Terrestre	2	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1



ANEXO 2. Áreas del Plan Quinquenal

A continuación se presenta el listado de las áreas del Plan Quinquenal por clasificación de recursos, así como sus detalles de información técnica relevante.

Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y Extracción de Hidrocarburos			171	22,813.5	11,750	30,931	236,665.8
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-01	0	0.0	58.1	0	1,072.5
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-02	0	0.0	0.0	0	1,008.4
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-03	0	0.0	113.2	0	1,098.8
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-04	0	0.0	0.0	0	1,102.0
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-05	0	0.0	0.0	0	881.6
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-06	0	0.0	0.0	0	1,010.2
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-07	0	0.0	0.0	0	1,012.0
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-08	0	0.0	0.0	0	1,113.2
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-09	0	0.0	75.5	0	1,044.1
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-10	0	0.0	0.0	0	829.4
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-11	0	0.0	0.0	0	1,001.7
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-12	0	0.0	18.4	0	1,008.5
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-13	0	0.0	61.3	0	854.3
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-14	0	0.0	148.0	0	924.0
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-15	0	0.0	21.3	0	965.2
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-16	0	0.0	19.2	0	935.0
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-17	0	0.0	96.8	0	1,053.3
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-18	0	0.0	146.7	0	942.1
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-19	0	0.0	39.5	0	1,052.6
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-21	0	0.0	86.6	0	961.9



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-22	0	0.0	0.0	0	1,014.0
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-23	0	0.0	17.5	0	953.9
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-24	0	0.0	0.0	0	1,029.9
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-25	0	0.0	44.1	0	936.3
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-28	0	0.0	13.0	0	1,031.8
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-31	0	0.0	116.8	0	926.6
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-32	0	0.0	51.2	0	1,014.7
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-33	0	0.0	41.2	0	1,032.7
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-35	0	0.0	13.8	0	1,028.0
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-36	0	0.0	12.7	0	977.1
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-37	0	0.0	61.3	0	1,034.7
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-38	0	0.0	0.0	0	1,034.3
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-42	0	0.0	106.0	0	984.9
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-43	0	0.0	95.8	0	975.1
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-44	0	0.0	119.3	0	942.6
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-45	0	0.0	27.5	0	1,036.6
Aguas profundas	Área Perdido	AP-P-46	0	0.0	56.9	0	1,036.6
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-16	0	0.0	34.5	0	1,047.4
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-17	0	0.0	14.9	0	1,010.4
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-23	0	0.0	102.2	0	1,006.9
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-24	0	0.0	79.3	0	1,036.6
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-25	0	0.0	130.8	0	987.5
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-26	0	0.0	83.7	0	1,022.4
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-27	0	0.0	43.3	0	1,048.8
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-31	0	0.0	117.9	0	1,073.1



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-32	0	0.0	61.4	0	956.1
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-33	0	0.0	53.2	0	956.8
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-38	0	0.0	94.7	0	1,047.0
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-39	0	0.0	42.5	0	1,062.9
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-40	0	0.0	114.7	0	1,052.7
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-41	0	0.0	59.1	0	1,050.6
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-43	0	0.0	45.4	0	934.9
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-44	0	0.0	57.5	0	1,021.0
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-45	0	0.0	0.0	0	1,026.9
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-47	0	0.0	59.1	0	986.4
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-48	0	0.0	0.0	0	945.4
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-49	0	0.0	27.1	0	996.5
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-50	0	0.0	0.0	0	929.7
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-51	0	0.0	57.0	0	929.7
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-52	0	0.0	0.0	0	1,039.3
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-54	0	0.0	62.9	0	1,040.2
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-55	0	0.0	0.0	0	1,028.5
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-56	0	0.0	81.0	0	967.7
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-57	0	0.0	26.5	0	949.3
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-58	0	0.0	68.6	0	1,002.5
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-59	0	0.0	124.8	0	1,104.0
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-60	0	0.0	196.8	0	1,050.9
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-61	0	0.0	134.7	0	916.2
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-62	0	0.0	83.3	0	921.8
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-63	0	0.0	73.2	0	1,022.0



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-05	0	0.0	170.0	0	1,046.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-06	0	0.0	81.8	0	359.1
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-09	0	0.0	140.7	0	985.4
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-10	0	0.0	38.5	0	975.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-11	0	0.0	51.1	0	1,068.9
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-12	0	0.0	35.2	0	506.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-13	0	0.0	114.4	0	630.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-15	0	0.0	72.7	0	995.5
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-16	0	0.0	98.8	0	1,107.1
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-17	0	0.0	99.8	0	972.4
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-18	0	0.0	133.9	0	1,026.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-19	0	0.0	0.0	0	1,038.6
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-20	0	0.0	193.4	0	1,003.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-21	0	0.0	34.6	0	913.6
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-22	0	0.0	56.8	0	840.9
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-23	0	0.0	74.5	0	1,012.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-24	0	0.0	37.6	0	1,079.3
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-26	0	0.0	50.3	0	656.4
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-27	0	0.0	178.1	0	1,026.3
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-28	0	0.0	29.9	0	966.5
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-29	0	0.0	0.0	0	1,042.8
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-30	0	0.0	11.9	0	1,064.1
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-31	0	0.0	12.8	0	1,023.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-32	0	0.0	53.3	0	941.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-33	0	0.0	17.6	0	942.0



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-34	0	0.0	61.5	0	600.1
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-35	0	0.0	21.3	0	989.4
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-36	0	0.0	70.5	0	955.4
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-37	0	0.0	42.0	0	977.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-38	0	0.0	25.3	0	1,053.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-39	0	0.0	21.1	0	1,029.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-40	0	0.0	46.8	0	1,088.5
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-41	0	0.0	12.8	0	1,038.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-42	0	0.0	0.0	0	1,038.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-43	0	0.0	37.2	0	958.8
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-44	0	0.0	69.8	0	1,005.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-45	0	0.0	66.6	0	1,008.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-46	0	0.0	7.1	0	992.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-47	0	0.0	32.8	0	1,055.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-48	0	0.0	105.3	0	1,087.3
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-49	0	0.0	32.9	0	997.8
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-50	0	0.0	6.0	0	1,061.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-51	0	0.0	13.1	0	988.2
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-52	0	0.0	51.1	0	1,017.6
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-53	0	0.0	98.3	0	978.5
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-54	0	0.0	17.4	0	791.9
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-55	0	0.0	58.6	0	969.7
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-56	0	0.0	48.7	0	1,068.4
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP-CS-57	0	0.0	68.8	0	1,215.6
Total aguas profundas			0	0.0	6,594	0	117,223.5



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-01	0	0.0	12.0	0	404.9
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-02	0	0.0	30.7	0	368.2
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-03	0	0.0	47.9	0	336.8
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-04	0	0.0	27.3	0	404.0
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-05	0	0.0	44.8	0	420.2
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-06	0	0.0	0.0	0	418.4
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-07	0	0.0	22.3	0	404.7
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-08	0	0.0	26.4	0	417.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-09	0	0.0	55.9	0	415.3
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-10	0	0.0	45.8	0	401.0
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-14	0	0.0	19.2	0	406.9
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-15	0	0.0	58.3	0	384.3
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-16	0	0.0	41.3	0	402.4
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-17	0	0.0	7.3	0	348.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-18	0	0.0	34.4	0	429.9
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-21	0	0.0	65.7	0	400.6
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-22	0	0.0	0.0	0	343.8
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-23	0	0.0	14.8	0	408.2
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-24	0	0.0	5.0	0	399.8
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-28	0	0.0	24.5	0	401.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-29	0	0.0	18.5	0	365.7
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-30	0	0.0	27.3	0	378.1
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-31	0	0.0	19.8	0	435.0
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-34	0	0.0	25.5	0	373.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-35	0	0.0	23.1	0	399.7



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-36	0	0.0	23.8	0	379.3
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-41	0	0.0	67.7	0	372.8
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-42	0	0.0	6.5	0	383.3
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-43	0	0.0	5.0	0	394.1
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-44	0	0.0	5.4	0	400.0
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-45	0	0.0	8.5	0	417.4
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-46	0	0.0	14.9	0	404.8
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-47	0	0.0	50.9	0	406.4
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-48	0	0.0	0.0	0	398.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-49	0	0.0	10.3	0	404.7
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-50	0	0.0	22.0	0	408.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-51	0	0.0	8.9	0	411.6
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-52	0	0.0	26.1	0	409.1
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-53	0	0.0	71.5	0	391.3
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-54	0	0.0	20.3	0	390.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-55	0	0.0	18.6	0	397.2
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-56	0	0.0	19.2	0	418.6
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-57	0	0.0	22.7	0	391.4
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-58	0	0.0	19.1	0	419.3
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-59	0	0.0	28.9	0	392.1
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-60	0	0.0	15.0	0	391.9
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-61	0	0.0	7.7	0	391.9
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-62	0	0.0	16.0	0	414.1
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-63	0	0.0	0.0	0	414.1
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-64	0	0.0	43.3	0	397.5



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-65	0	0.0	16.4	0	411.5
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-66	0	0.0	43.3	0	384.8
Aguas someras	Burgos Somero	AS-B-67	0	0.0	0.0	0	409.7
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS_R2.1-01	2	67.4	55.1	0	544.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS_R2.1-02	2	26.4	99.2	0	548.7
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS_R2.1-03	2	76.4	133.1	0	546.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS_R2.1-04	1	46.9	165.3	0	556.8
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS_R2.1-05	0	0.0	122.4	0	824.5
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-02	0	0.0	0.0	0	391.5
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-05	0	0.0	41.7	0	399.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-06	0	0.0	0.0	0	418.0
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-07	0	0.0	49.6	0	405.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-08	0	0.0	14.8	0	387.9
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-09	0	0.0	0.0	0	389.0
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-10	0	0.0	5.0	0	430.2
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-11	0	0.0	22.3	0	386.5
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-12	0	0.0	0.0	0	417.3
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-13	0	0.0	15.6	0	415.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-14	0	0.0	19.0	0	369.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-15	0	0.0	33.9	0	406.3
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-16	0	0.0	50.4	0	404.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-17	0	0.0	0.0	0	436.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-18	0	0.0	38.3	0	408.9
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-19	0	0.0	24.6	0	406.6
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-20	0	0.0	0.0	0	401.6



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-21	0	0.0	20.7	0	401.8
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-22	0	0.0	29.8	0	415.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-23	0	0.0	83.1	0	413.3
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-24	0	0.0	26.6	0	333.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-25	0	0.0	46.0	0	391.5
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-26	0	0.0	20.4	0	425.0
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-27	0	0.0	32.0	0	401.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-28	0	0.0	10.5	0	395.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-29	0	0.0	71.4	0	390.3
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-30	0	0.0	40.3	0	403.1
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-31	0	0.0	36.2	0	359.6
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-32	0	0.0	4.0	0	407.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-33	0	0.0	13.6	0	410.4
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-34	0	0.0	43.6	0	412.7
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-35	0	0.0	88.0	0	401.5
Aguas someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-36	0	0.0	21.4	0	393.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-06	0	0.0	54.0	0	559.3
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-07	0	0.0	19.2	0	590.8
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-08	0	0.0	51.3	0	586.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-09	0	0.0	58.8	0	562.4
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-10	0	0.0	60.6	0	532.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-11	0	0.0	106.7	0	532.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-12	0	0.0	131.0	0	521.2
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-13	0	0.0	60.7	0	564.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-14	1	648.1	68.2	0	466.5



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS_R2.1-15	0	0.0	28.1	0	971.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-01	0	0.0	7.8	0	330.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-02	0	0.0	0.0	0	403.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-03	0	0.0	13.5	0	403.7
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-04	0	0.0	0.0	0	394.3
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-05	0	0.0	21.0	0	462.8
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-06	0	0.0	4.5	0	580.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-11	0	0.0	6.6	0	406.8
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-12	0	0.0	24.2	0	400.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-13	0	0.0	0.0	0	470.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-14	0	0.0	20.4	0	527.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-15	2	95.3	51.0	0	401.4
	Total aguas someras		10	960.4	3,555	0	47,995.5
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-01	1	0.6	2.7	0	40.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-02	2	1.5	4.8	0	233.1
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-03	3	1.2	5.8	0	269.8
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-04	0	0.0	9.0	0	271.9
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-05	2	28.3	0.0	0	251.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-06	1	0.1	2.2	0	271.5
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-07	0	0.0	0.0	0	241.7
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-08	1	0.0	4.5	0	155.4
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-09	1	0.3	2.9	0	179.2
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-10	0	0.0	2.0	0	236.5
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-11	0	0.0	0.0	0	222.2
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-12	0	0.0	0.0	0	265.0



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-13	0	0.0	15.2	0	213.0
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-14	0	0.0	7.9	0	273.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-15	0	0.0	0.0	0	172.4
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-16	0	0.0	2.5	0	229.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-17	0	0.0	3.8	0	207.1
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-18	0	0.0	7.5	0	191.7
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-19	0	0.0	0.0	0	172.5
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-20	0	0.0	6.7	0	221.9
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-21	0	0.0	8.5	0	184.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-22	0	0.0	6.1	0	184.2
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-23	0	0.0	5.4	0	173.4
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-24	0	0.0	10.2	0	204.5
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-25	0	0.0	6.2	0	203.7
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-26	0	0.0	6.1	0	189.0
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-27	0	0.0	7.6	0	174.4
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-01	3	4.4	34.6	0	360.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-02	0	0.0	22.6	0	374.6
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-03	5	7.2	15.7	0	447.9
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-04	8	19.3	18.0	0	440.3
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-05	11	16.8	24.1	0	444.6
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-06	2	8.1	43.3	0	479.0
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-07	6	30.6	32.6	0	445.0
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-08	0	0.0	57.4	0	416.1
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.2-09	0	0.0	37.5	0	464.0
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.3- BG-01	4	10.9	0.0	0	99.3



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.3-BG-02	3	77.8	4.2	0	163.0
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.3-BG-03	4	1.9	5.4	0	199.6
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE_R2.3-BG-04	2	87.2	17.1	0	199.3
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-01	0	0.0	0.0	0	196.7
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-02	0	0.0	3.5	0	192.9
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-03	1	8.1	2.1	0	200.8
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-04	0	0.0	0.0	0	201.0
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-05	0	0.0	0.0	0	206.0
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-06	0	0.0	0.0	0	129.3
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-07	1	0.4	0.0	0	170.5
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-08	1	0.7	0.0	0	178.6
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-09	0	0.0	0.0	0	203.9
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-10	0	0.0	0.0	0	204.1
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-11	0	0.0	0.0	0	216.2
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TE_R2.3-TM-01	3	58.0	0.0	0	72.4
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-01	0	0.0	3.8	0	199.9
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-02	1	0.3	2.7	0	224.2
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-03	0	0.0	9.2	0	210.5
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-04	0	0.0	0.0	0	208.3
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-05	0	0.0	15.8	0	217.2
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-06	0	0.0	7.3	0	221.2
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-07	0	0.0	2.7	0	235.1
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-08	0	0.0	8.6	0	204.5
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-09	0	0.0	0.0	0	177.0
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-10	0	0.0	2.5	0	103.4



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-11	0	0.0	7.7	0	207.2
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-12	1	30.8	6.8	0	119.2
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-13	0	0.0	2.8	0	208.7
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-14	0	0.0	3.7	0	212.9
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-15	0	0.0	8.7	0	200.7
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-16	0	0.0	5.1	0	205.0
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-17	0	0.0	15.6	0	204.5
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-18	0	0.0	9.2	0	241.0
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-19	0	0.0	18.2	0	220.9
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-20	0	0.0	2.2	0	199.1
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-21	0	0.0	8.7	0	234.7
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-22	0	0.0	7.1	0	194.2
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-23	0	0.0	4.0	0	215.4
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-24	0	0.0	0.0	0	212.1
Terrestre convencional	Veracruz	TC-V-25	0	0.0	4.8	0	208.3
Terrestre convencional	Veracruz	TE_R2.3-VC-01	3	5.3	1.5	0	193.3
Terrestre convencional	Veracruz	TE_R2.3-VC-02	1	2.1	3.2	0	251.4
Terrestre convencional	Veracruz	TE_R2.3-VC-03	3	2.5	14.1	0	231.7
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-01	0	0.0	16.2	0	261.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-02	0	0.0	0.0	0	214.0
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-03	0	0.0	13.0	0	223.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-04	0	0.0	0.0	0	232.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-05	0	0.0	0.0	0	215.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-06	0	0.0	0.0	0	190.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-07	0	0.0	0.0	0	205.4



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-08	0	0.0	8.8	0	201.3
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-09	0	0.0	6.1	0	201.3
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-10	0	0.0	0.0	0	125.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-11	0	0.0	4.2	0	195.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-12	0	0.0	0.0	0	235.9
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-13	0	0.0	0.0	0	202.4
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-14	0	0.0	0.0	0	201.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-15	0	0.0	0.0	0	217.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-16	0	0.0	0.0	0	231.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-17	0	0.0	0.0	0	199.5
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-18	0	0.0	0.0	0	181.5
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-19	0	0.0	4.9	0	201.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-20	0	0.0	0.0	0	196.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-21	0	0.0	0.0	0	218.3
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-22	0	0.0	0.0	0	223.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-23	0	0.0	20.5	0	223.9
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-24	1	24.9	36.6	0	129.9
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-25	0	0.0	0.0	0	138.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-26	0	0.0	0.0	0	207.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-27	0	0.0	0.3	0	246.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-28	0	0.0	1.6	0	199.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-29	2	1.1	10.4	0	184.7
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-30	0	0.0	3.6	0	229.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-31	0	0.0	13.2	0	221.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-32	0	0.0	2.4	0	211.9



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-33	0	0.0	10.9	0	216.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-34	0	0.0	3.6	0	170.3
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-35	0	0.0	0.0	0	198.3
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-36	0	0.0	13.7	0	195.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-37	0	0.0	2.8	0	200.7
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-38	0	0.0	17.1	0	264.4
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-39	0	0.0	8.0	0	189.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.2-10	0	0.0	98.9	0	426.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.2-11	0	0.0	100.0	0	418.9
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.2-12	4	6.8	29.1	0	349.0
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.3-CS-01	2	93.1	17.5	0	95.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.3-CS-02	0	0.0	12.2	0	248.0
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.3-CS-03	0	0.0	30.2	0	215.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.3-CS-04	0	0.0	31.7	0	244.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.3-CS-05	0	0.0	42.3	0	233.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE_R2.3-CS-06	0	0.0	23.0	0	148.2
Total terrestre convencional			83	530.4	1,204	0	28,482.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-01	2	0.1	2.7	35	317.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-02	2	3.7	4.1	43	260.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-03	1	0.2	0.0	162	301.3
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-04	0	0.0	1.3	274	273.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-05	0	0.0	0.0	6	274.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-06	0	0.0	0.0	231	254.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-07	0	0.0	0.0	150	291.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-08	4	4.6	9.6	204	346.1



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-09	4	14.3	13.4	0	246.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-10	0	0.0	0.0	20	274.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-11	1	0.8	1.2	44	295.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-12	3	3.4	2.0	0	286.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-13	0	0.0	2.7	0	252.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-14	10	26.6	32.9	0	305.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-15	1	0.2	2.7	15	289.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-16	1	0.6	3.1	0	331.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-17	0	0.0	7.3	17	295.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-18	3	1.5	6.8	49	292.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-19	0	0.0	0.0	142	407.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-20	0	0.0	0.0	30	272.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-21	3	26.7	0.0	71	446.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-22	2	2.6	0.0	98	287.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-23	2	3.2	6.4	43	261.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-24	3	1.8	7.4	0	279.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-25	0	0.0	0.0	172	305.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-26	0	0.0	0.0	186	273.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-27	1	230.7	2.7	196	281.8
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-28	0	0.0	1.8	147	284.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-29	0	0.0	1.4	48	287.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-30	0	0.0	0.0	79	285.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-31	0	0.0	0.0	134	262.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-32	0	0.0	0.0	188	276.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-33	0	0.0	0.0	178	262.2



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-34	0	0.0	5.8	188	276.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-35	0	0.0	7.0	174	262.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-36	0	0.0	13.2	98	266.0
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-37	0	0.0	3.1	45	299.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-38	0	0.0	0.0	71	266.3
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-39	0	0.0	0.0	190	290.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-40	0	0.0	0.0	98	274.0
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-41	0	0.0	0.0	60	274.0
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-42	0	0.0	2.2	94	277.8
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-43	0	0.0	1.4	157	287.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-44	1	0.2	2.0	109	259.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-45	0	0.0	6.4	26	301.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-46	0	0.0	0.0	99	290.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-47	0	0.0	0.0	109	274.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-48	1	130.5	3.5	199	297.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-49	0	0.0	5.4	127	262.9
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-50	0	0.0	8.7	66	414.9
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-51	0	0.0	0.0	91	255.4
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-52	0	0.0	0.0	111	274.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-53	0	0.0	0.0	158	281.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-54	0	0.0	0.0	208	300.1
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-55	0	0.0	29.5	176	315.5
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-56	0	0.0	0.0	163	298.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-57	0	0.0	0.0	171	302.0
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-58	0	0.0	0.0	144	286.9



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-59	0	0.0	0.0	144	309.0
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-60	0	0.0	1.4	175	274.2
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-61	0	0.0	1.8	143	296.7
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-62	2	1.2	3.7	175	310.3
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-63	0	0.0	3.0	124	309.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-64	0	0.0	0.0	156	303.8
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-65	0	0.0	0.0	164	311.6
Terrestre no convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-66	0	0.0	0.0	182	306.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-01	0	0.0	0.0	208	278.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-02	0	0.0	0.0	194	279.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-03	0	0.0	0.0	222	271.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-04	0	0.0	0.0	241	293.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-05	0	0.0	0.0	230	294.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-06	0	0.0	0.0	277	301.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-07	0	0.0	0.0	291	321.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-08	0	0.0	0.0	268	290.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-09	0	0.0	0.0	253	290.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-10	0	0.0	0.0	276	314.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-11	0	0.0	0.0	277	299.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-12	0	0.0	0.0	240	257.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-13	0	0.0	1.2	254	272.8
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-14	1	0.2	1.7	283	288.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-15	0	0.0	0.0	260	281.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-16	0	0.0	0.0	199	281.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-17	0	0.0	0.0	276	305.9



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-18	0	0.0	0.0	299	297.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-19	0	0.0	0.0	239	263.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-20	0	0.0	0.0	235	282.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-21	0	0.0	0.0	266	293.8
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-22	0	0.0	0.0	220	217.3
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-23	0	0.0	0.0	263	302.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-24	0	0.0	0.0	230	312.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-25	0	0.0	1.2	174	247.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-26	0	0.0	1.8	268	313.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-27	0	0.0	1.5	287	301.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-28	0	0.0	0.0	193	227.1
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-29	0	0.0	2.9	294	293.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-30	0	0.0	2.3	350	315.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-31	0	0.0	8.5	358	309.3
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-32	0	0.0	18.8	363	314.8
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-33	1	0.2	0.0	335	303.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-34	0	0.0	5.9	201	314.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-35	0	0.0	0.0	154	258.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-36	0	0.0	0.0	195	187.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-37	0	0.0	5.0	416	299.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-38	0	0.0	0.0	374	286.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-39	0	0.0	0.0	380	294.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-40	0	0.0	6.7	382	299.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-41	1	1.1	0.9	321	269.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-42	0	0.0	2.5	216	299.4



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-43	2	2.9	0.0	170	284.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-44	0	0.0	2.4	188	179.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-45	1	0.0	2.8	401	290.3
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-46	0	0.0	4.2	402	291.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-47	0	0.0	0.0	374	289.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-48	1	0.2	4.8	233	277.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-49	1	3.3	0.0	180	295.8
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-50	0	0.0	0.0	373	312.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-51	1	1.4	0.0	281	287.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-52	0	0.0	8.7	261	234.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-53	0	0.0	0.0	405	293.8
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-54	0	0.0	0.0	412	300.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-55	2	0.6	3.7	409	278.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-56	1	0.6	1.3	377	273.2
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-57	0	0.0	0.0	419	290.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-58	0	0.0	10.3	254	287.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-59	0	0.0	9.9	422	306.1
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-60	1	0.3	4.7	423	270.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-61	0	0.0	6.2	477	299.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-62	2	2,004.4	6.4	535	361.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-63	1	1,147.3	0.0	420	288.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-64	2	2,904.7	2.7	352	281.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-65	0	0.0	7.7	85	272.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-66	1	0.2	6.5	346	269.3
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-67	0	0.0	4.8	447	284.3



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-68	2	3,348.2	3.7	364	297.1
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-69	0	0.0	0.0	116	280.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-70	0	0.0	15.3	381	308.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-71	0	0.0	2.1	362	302.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-72	0	0.0	0.0	15	213.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-73	0	0.0	0.0	172	236.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-74	0	0.0	0.0	107	245.7
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-75	0	0.0	5.0	278	309.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-76	0	0.0	0.0	235	285.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-77	1	5,665.1	0.0	228	220.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-78	2	3,377.3	2.7	185	181.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-79	5	2,410.2	3.4	202	270.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-80	0	0.0	1.4	108	220.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-81	0	0.0	0.0	305	304.6
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-82	0	0.0	0.0	288	278.4
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-83	1	1.3	2.2	216	319.9
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-84	1	0.3	4.2	109	288.7
Total terrestre no convencional			78	21,322.6	396	30,931	42,964.6
Extracción de Hidrocarburos			82	24,776.7	0	0	2,341.5
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP2001	1	227.1	0.0	0	26.6
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP2002	1	30.0	0.0	0	8.9
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP2003	1	130.7	0.0	0	8.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	AP2004	1	112.2	0.0	0	58.8
Total aguas profundas			4	500.1	0	0	102.3
Aguas someras	Cuenca Salina	AS2009	1	0.0	0.0	0	26.4



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas someras	Cuenca Salina	AS2026	1	2.9	0.0	0	8.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2001	1	37.1	0.0	0	44.4
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2002	1	17.6	0.0	0	10.5
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2003	1	10.5	0.0	0	11.3
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2004	1	13.6	0.0	0	13.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2005	1	61.4	0.0	0	30.8
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2006	1	129.3	0.0	0	52.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2007	1	0.0	0.0	0	111.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2008	1	0.0	0.0	0	48.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2010	1	65.4	0.0	0	6.5
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2011	1	146.1	0.0	0	21.7
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2012	1	70.2	0.0	0	10.4
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2013	1	6.0	0.0	0	7.2
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2014	1	6.9	0.0	0	12.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2015	1	108.0	0.0	0	16.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2016	1	52.5	0.0	0	26.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2017	1	98.6	0.0	0	11.3
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2018	1	5.0	0.0	0	3.2
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2019	1	97.3	0.0	0	8.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2020	1	2.6	0.0	0	26.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2021	1	8.1	0.0	0	7.3
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2022	1	4.1	0.0	0	8.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2023	1	181.5	0.0	0	25.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2024	1	2.6	0.0	0	10.5
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2025	1	34.3	0.0	0	66.9



Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2027	1	51.3	0.0	0	8.1
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2028	1	414.3	0.0	0	23.2
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2029	1	461.4	0.0	0	20.8
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2030	1	261.7	0.0	0	16.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2031	1	2,911.8	0.0	0	61.6
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2032	1	7,110.8	0.0	0	80.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2033	1	1,314.6	0.0	0	45.7
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2034	1	1,135.3	0.0	0	32.8
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2035	1	211.4	0.0	0	18.4
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2036	1	269.4	0.0	0	20.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2037	1	1,065.2	0.0	0	60.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2038	1	601.0	0.0	0	32.9
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2039	1	277.4	0.0	0	23.3
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2040	1	629.6	0.0	0	15.2
	Total aguas someras		40	17,877.1	0	0	1,084.6
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	TE2001	3	49.8	0.0	0	120.6
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TE2002	1	0.1	0.0	0	29.2
Terrestre convencional	Tampico-Misantla	TE2004	1	8.6	0.0	0	5.6
Terrestre convencional	Veracruz	TE2007	1	1.1	0.0	0	7.3
Terrestre convencional	Veracruz	TE2008	1	2.6	0.0	0	18.7
Terrestre convencional	Veracruz	TE2009	1	1.2	0.0	0	42.9
Terrestre convencional	Veracruz	TE2010	1	5.5	0.0	0	10.6
Terrestre convencional	Veracruz	TE2011	1	4.1	0.0	0	10.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2012	1	0.2	0.0	0	4.9
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2013	3	9.0	0.0	0	26.8

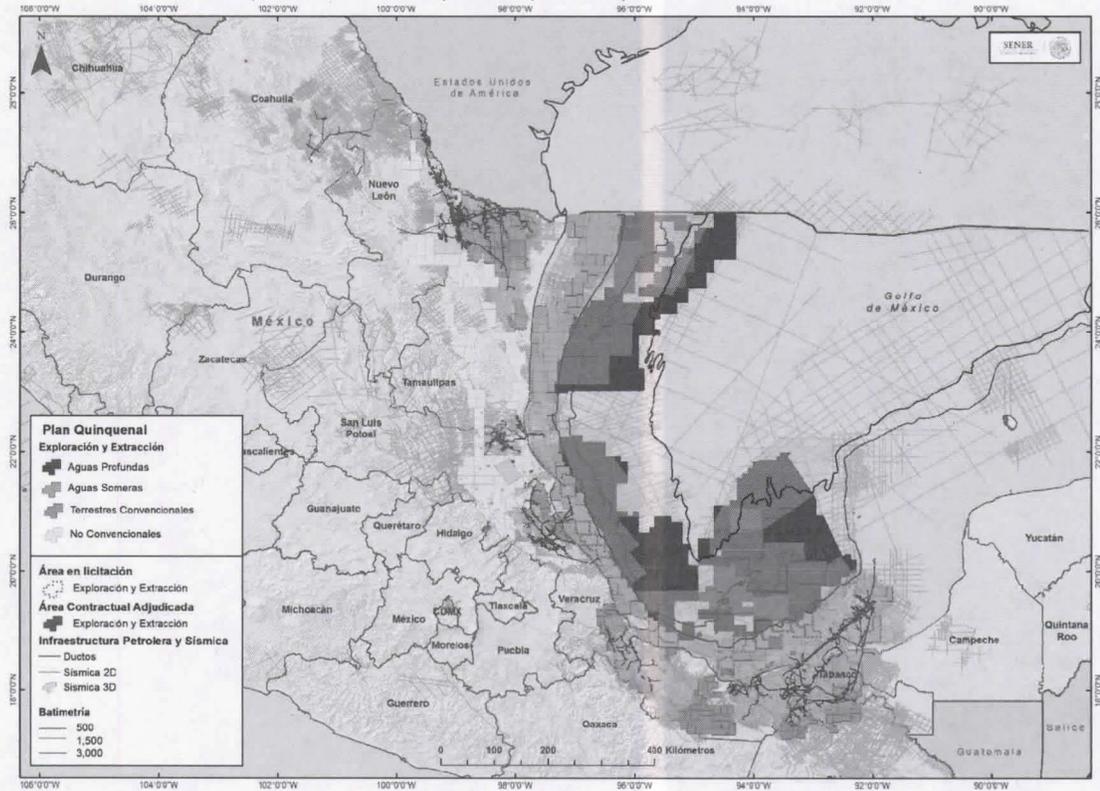


Clasificación	Sector	Bloque	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2017	1	23.9	0.0	0	13.0
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2018	4	61.1	0.0	0	48.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2019	2	14.1	0.0	0	27.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2020	1	46.6	0.0	0	56.1
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2021	1	35.7	0.0	0	22.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2023	1	9.2	0.0	0	51.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2024	1	0.0	0.0	0	1.6
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2026	1	191.3	0.0	0	13.0
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2027	1	64.8	0.0	0	35.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2028	1	73.3	0.0	0	57.0
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2029	1	26.4	0.0	0	14.7
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2030	1	11.0	0.0	0	6.5
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2031	1	81.9	0.0	0	21.2
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2032	1	44.3	0.0	0	22.0
	Total terrestre convencional		32	765.8	0	0	668.5
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TE2003	2	3,038.8	0.0	0	285.0
Terrestre no convencional	Tampico-Misantla	TE2005	4	2,595.0	0.0	0	201.0
	Total terrestre no convencional		6	5,633.8	0	0	486.0
	Total general		253	47,590.2	11,750	30,931	239,007.3



ANEXO 3. Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura

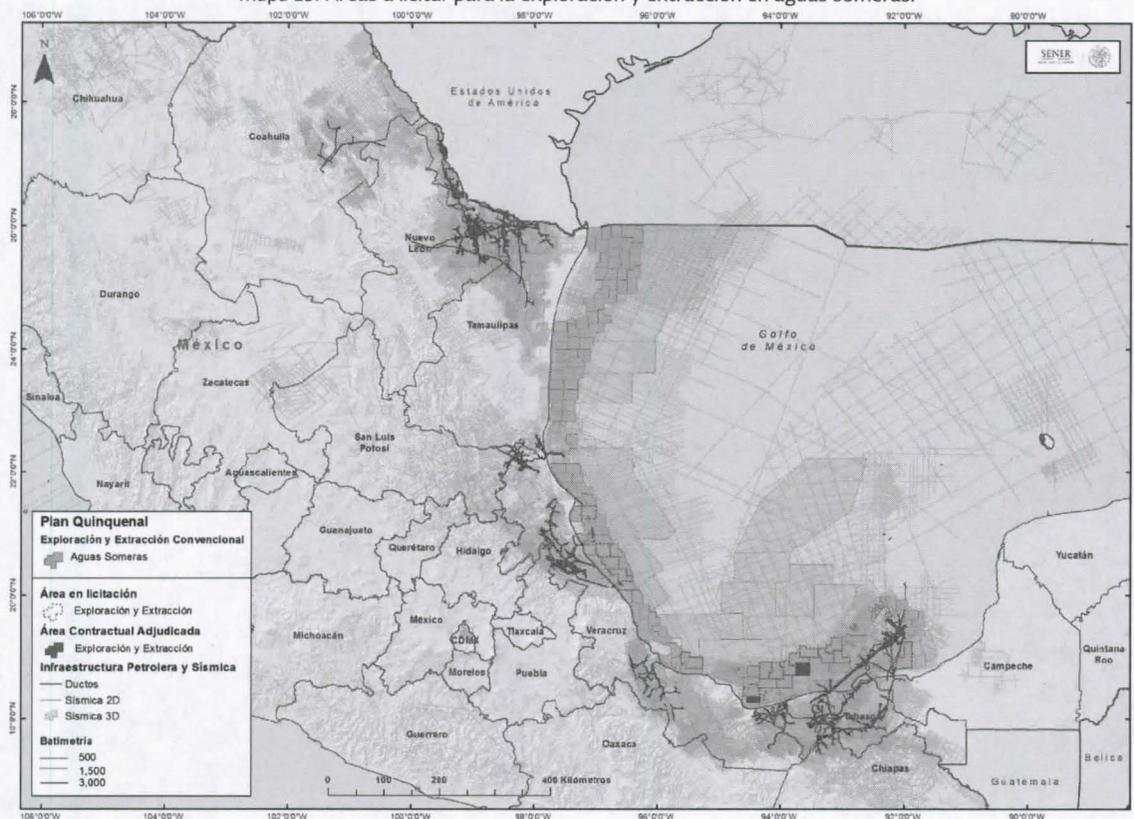
Mapa 14. Áreas a licitar para la exploración y extracción de



hidrocarburos.

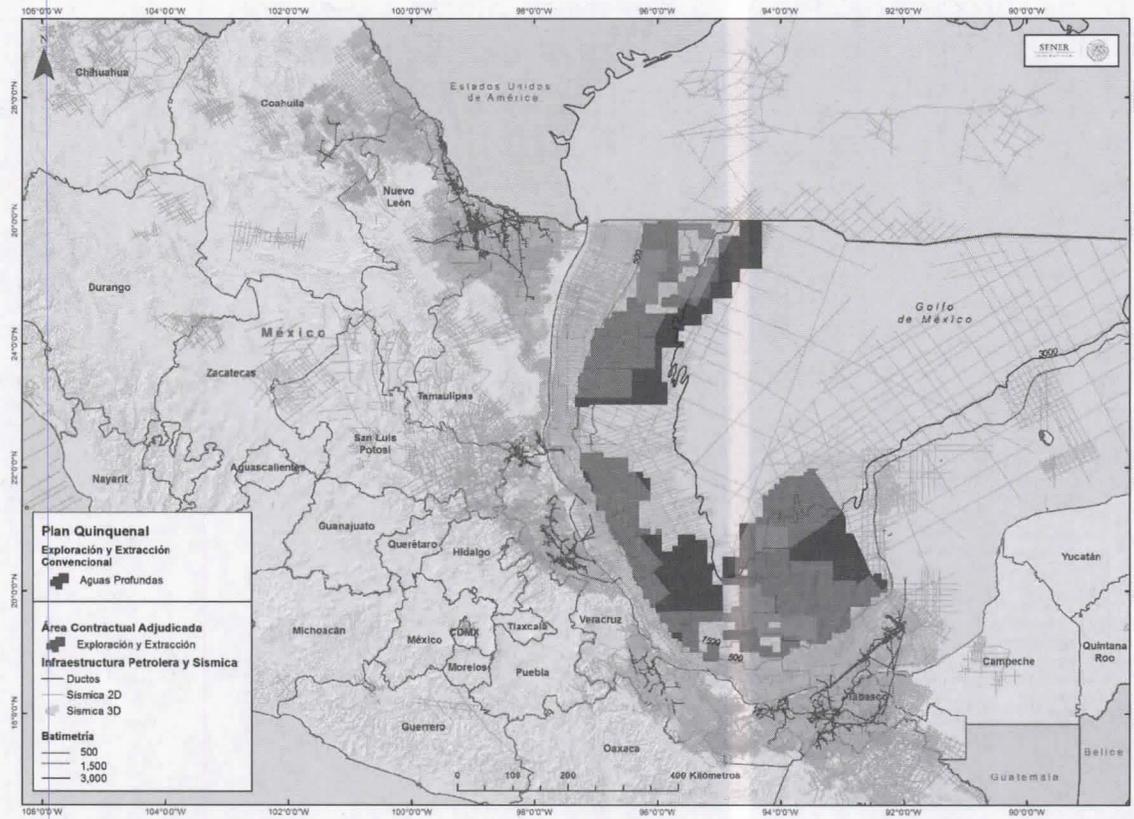


Mapa 15. Áreas a licitar para la exploración y extracción en aguas someras.



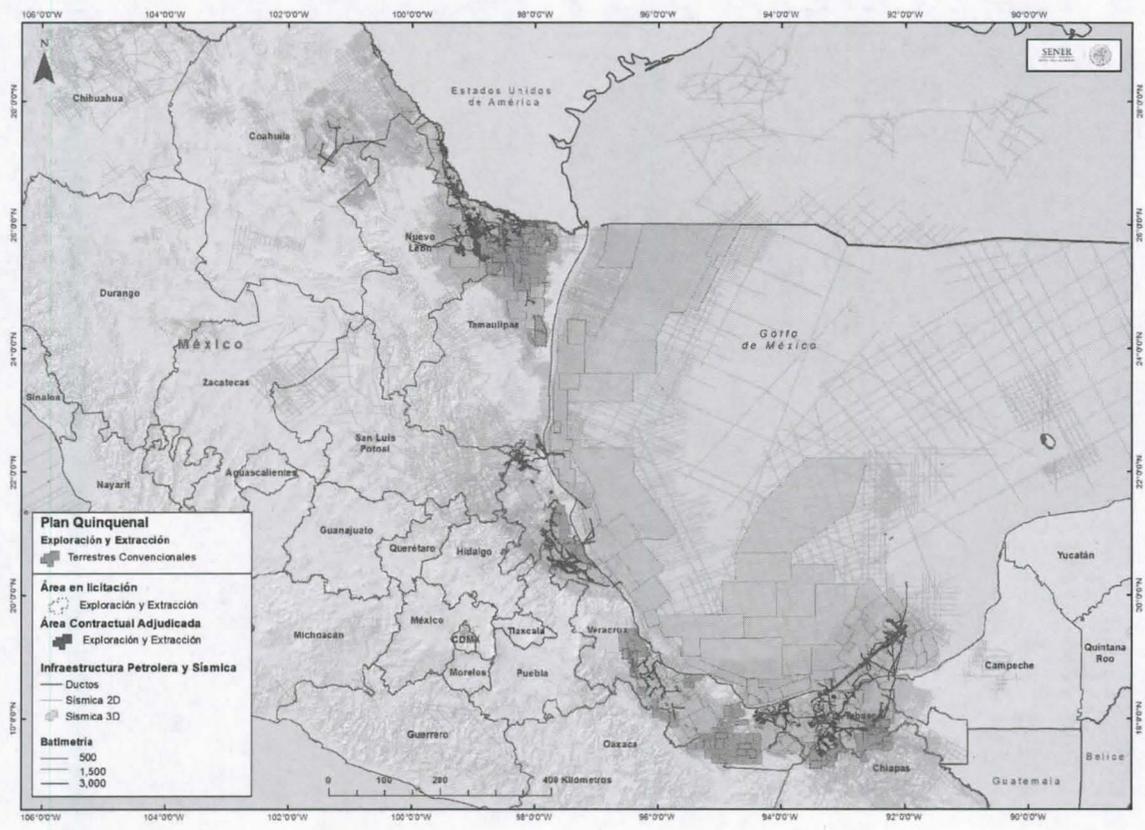


Mapa 16. Áreas a licitar para la exploración y extracción en aguas profundas.

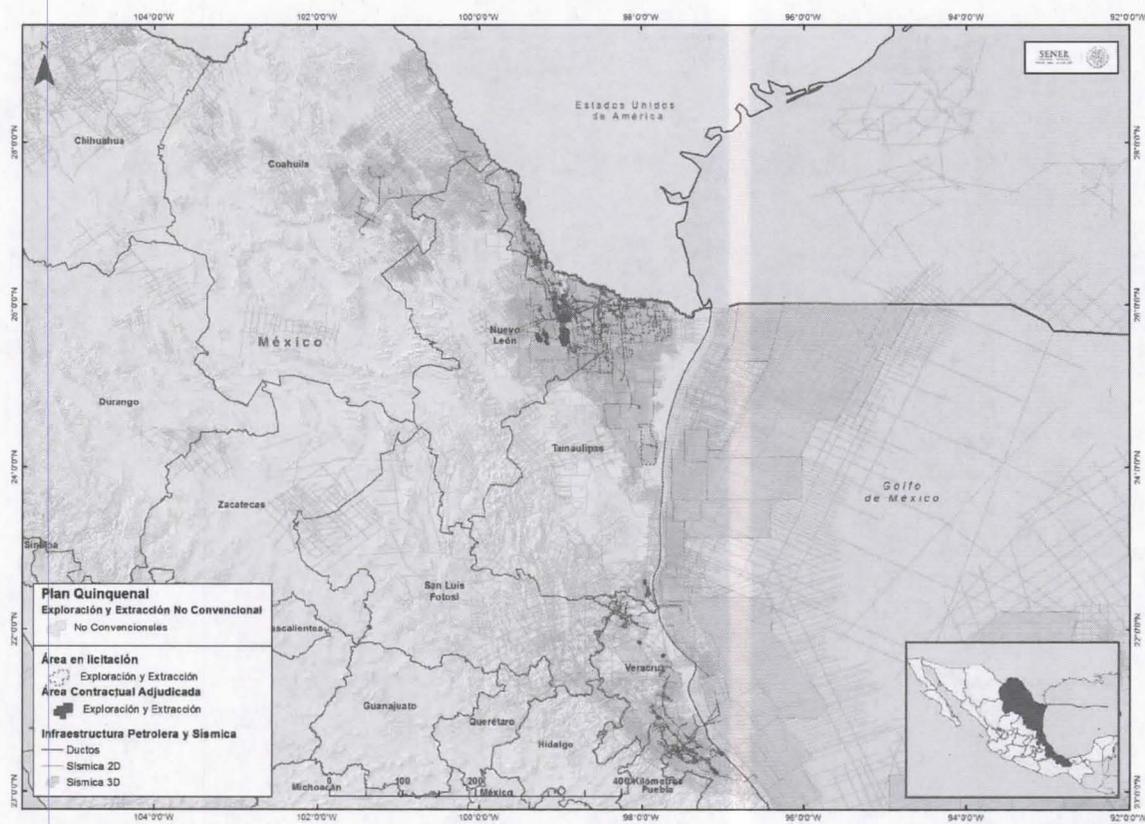




Mapa 17. Áreas a licitar para la exploración y extracción terrestre convencional.

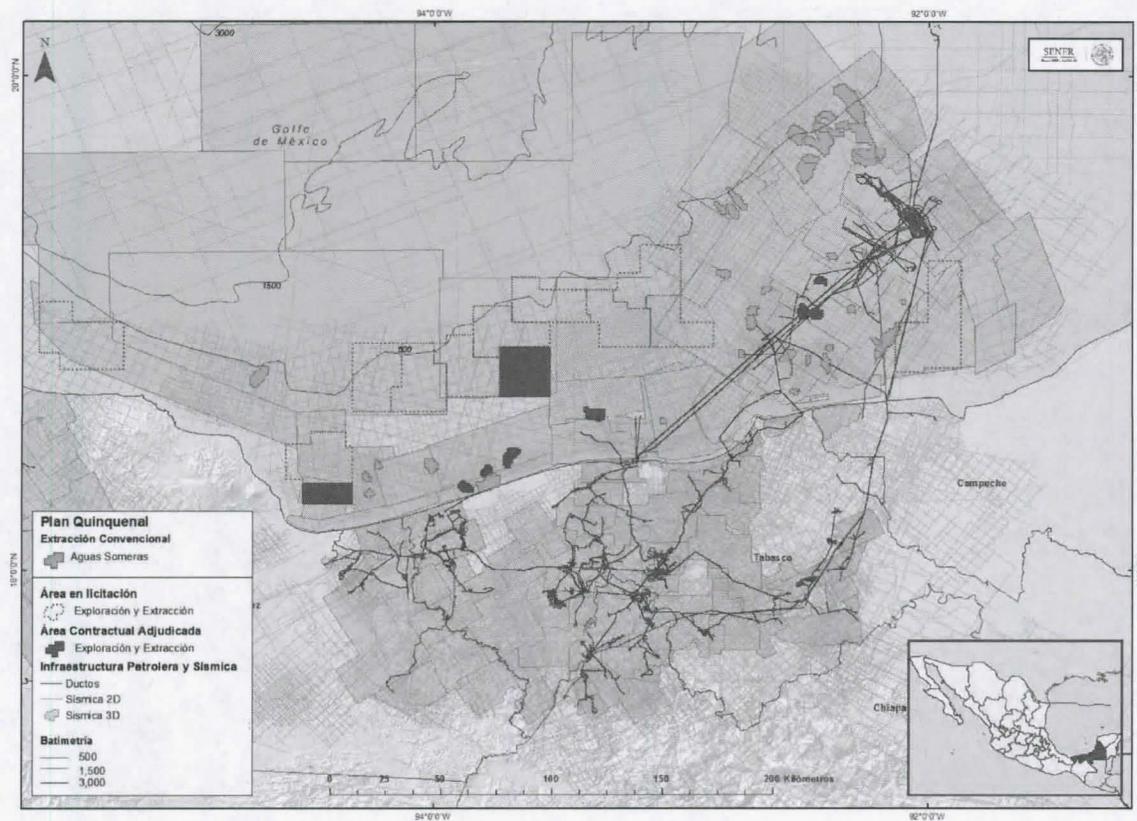


Mapa 18. Áreas a licitar para la exploración y extracción terrestre no convencional.





Mapa 19. Áreas a licitar para la extracción en aguas someras.



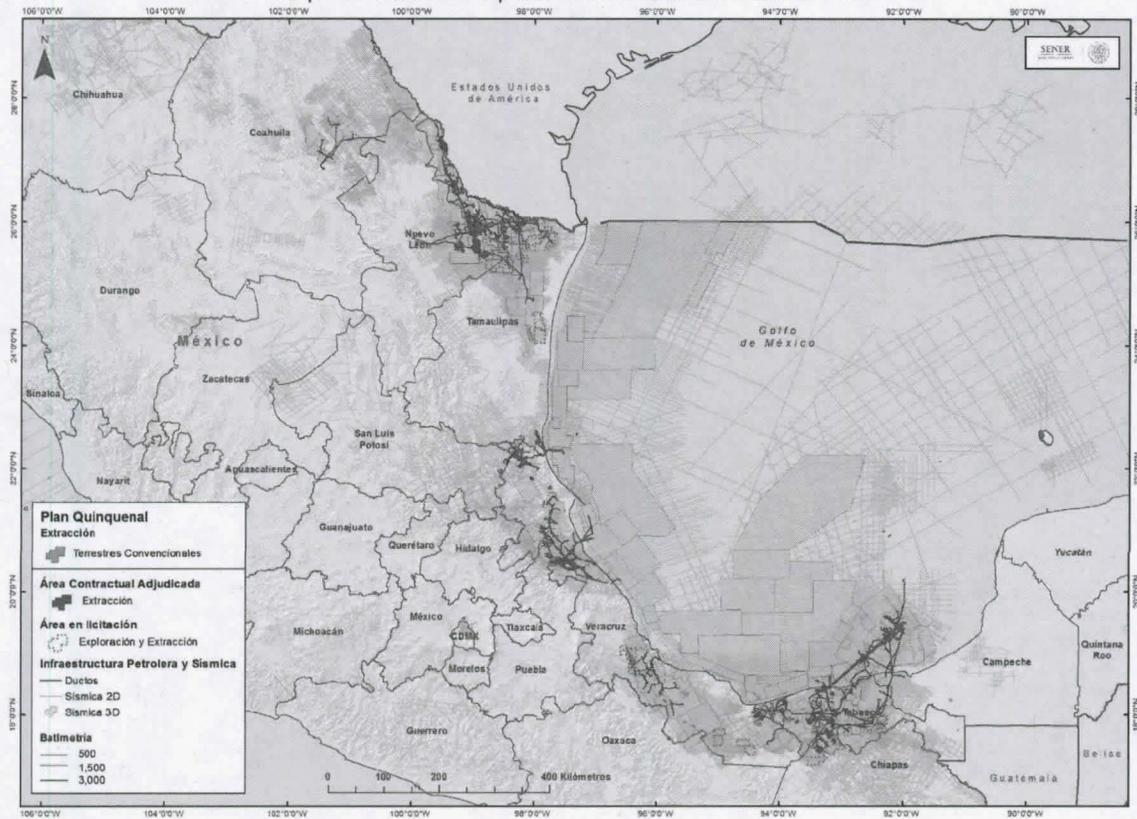


Mapa 20. Áreas a licitar para la extracción en aguas profundas.

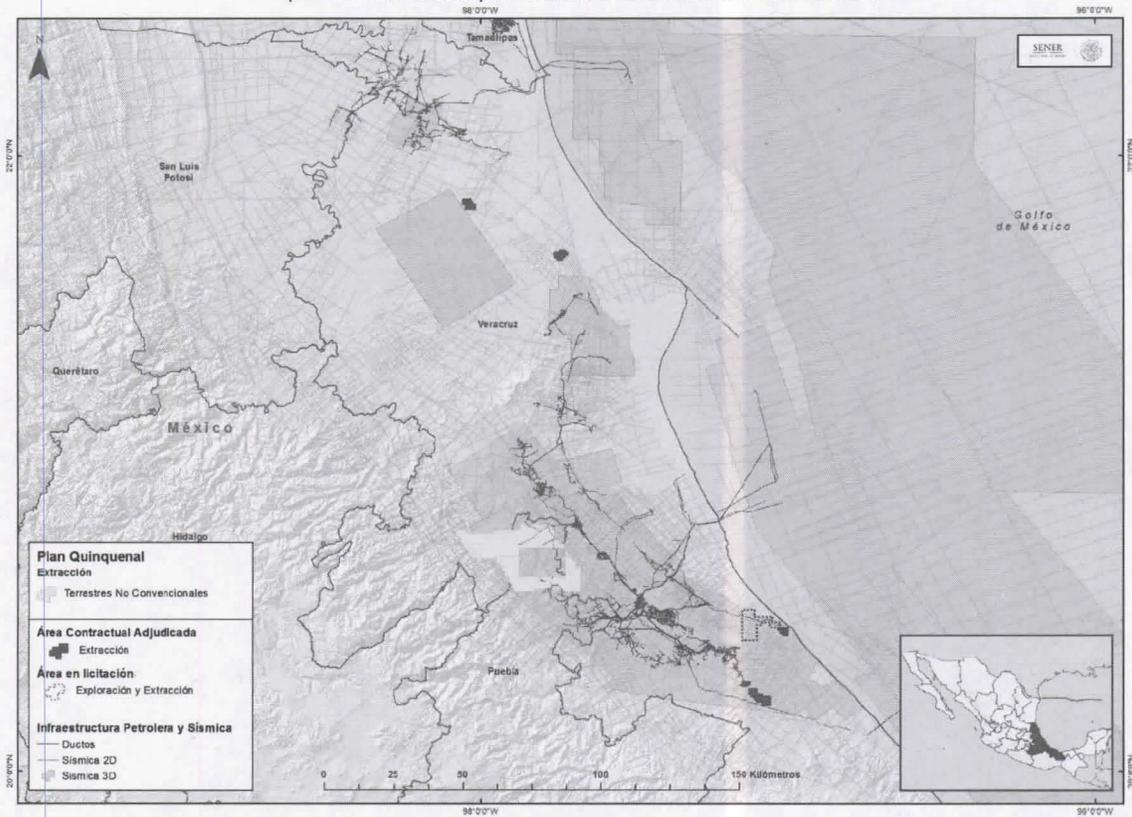




Mapa 21. Áreas a licitar para la extracción terrestre convencional.

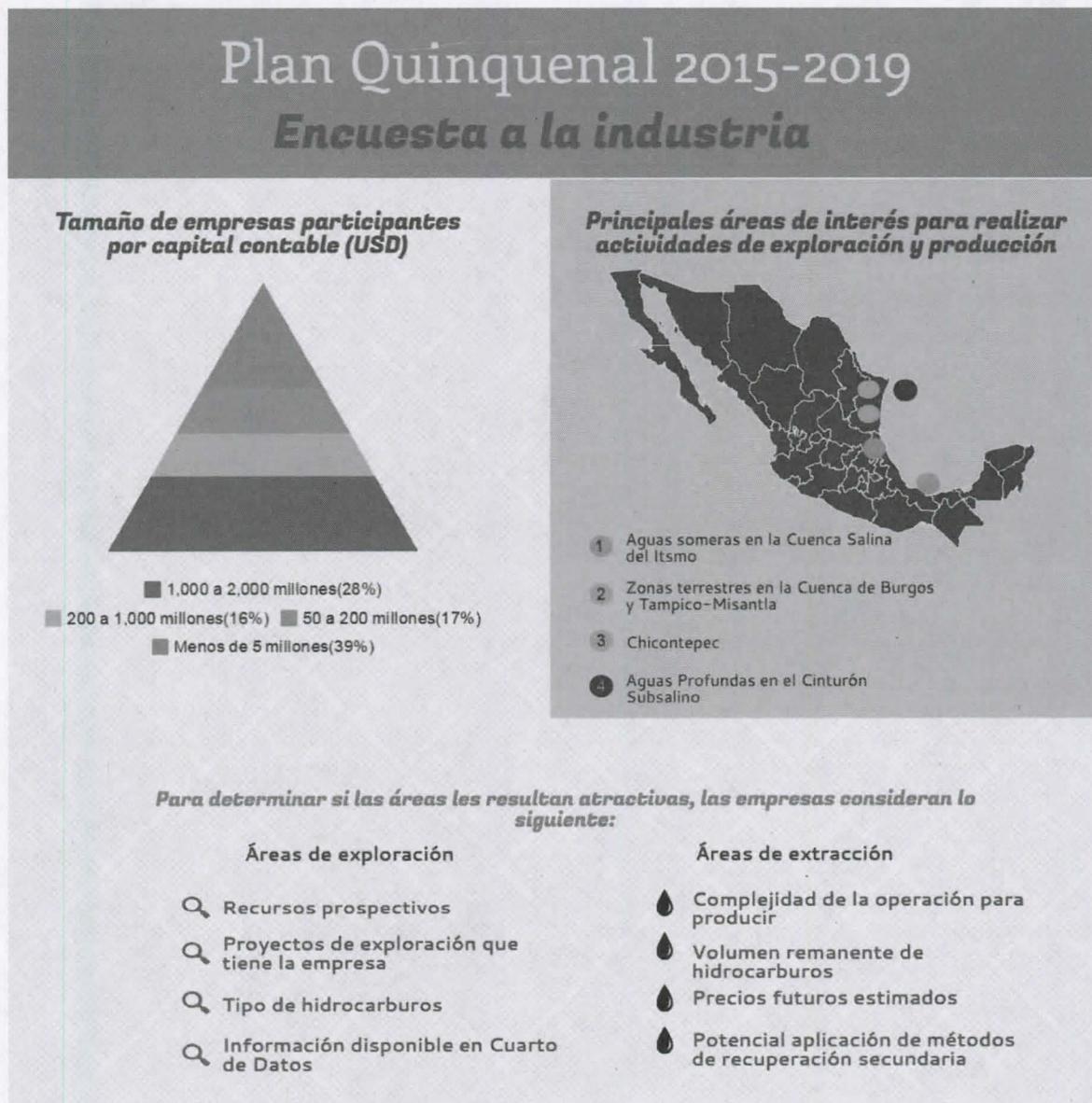


Mapa 22. Áreas a licitar para la extracción terrestre no convencional.



ANEXO 4. Resultados de la encuesta a la industria de exploración y extracción

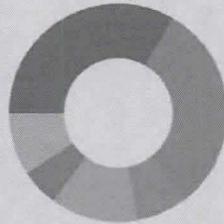
Tal como se establece en el artículo 27 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, durante el tercer trimestre del año, la Secretaría de Energía debe evaluar la ejecución del Plan Quinquenal y, en su caso, realizar las adiciones o modificaciones que correspondan con asistencia técnica de la CNH. Con el objetivo de realizar un proceso participativo e incluyente, la SENER elaboró distintas encuestas dirigidas a operadores y a gobiernos locales que cuentan con actividad petrolera para conocer su opinión sobre el Plan Quinquenal y acerca de las primeras etapas de los procesos de licitación.





Encuesta a la Industria

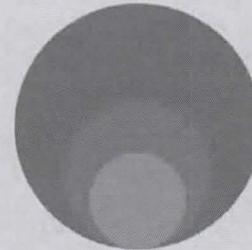
Principales áreas de interés



- Aguas Profundas(33.33%)
- Aguas Someras(31.48%)
- Aceite Pesado(7.41%)
- Cuenta de Tierra(12.96%)
- Zonas terrestres(5.56%)
- No convencionales(9.26%)

Licitaciones mexicanas vs Licitaciones internacionales

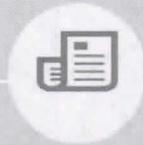
66% de las empresas encuestadas consideró que las áreas incluidas en el Plan Quinquenal eran igual de atractivas que otras licitaciones internacionales



- Igual de atractivo
- Más Atractivas
- Menos atractiva

Principales comentarios sobre la Ronda Uno

Principales consideraciones



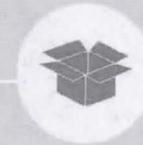
- Términos contractuales.
- Acceso a la información.
- Viabilidad financiera.

Aspectos Positivos



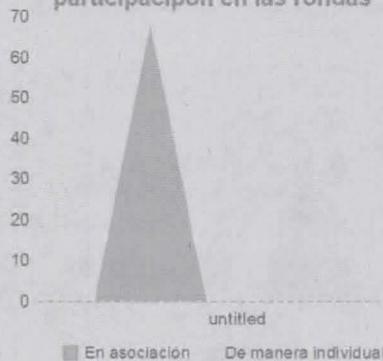
- Mecanismo transparente.
- Retroalimentación por parte de la industria.

Áreas de Oportunidad



- Información del Cuarto de Datos.
- Aumentar el tamaño y número de bloques.
- Optimizar los procesos para participar.

Preferencia de participacion en las rondas



76% de las empresas encuestadas participaron en la Ronda Uno

- Si 76%
- No 24%

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 (en particular, la de nivel local) necesaria para la viabilidad de las actividades de exploración y extracción.
- 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 internacionales²⁰, considera que este ejercicio de 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 prevaletentes en las áreas en las que se busca llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

La información recibida se clasificó como confidencial con el objetivo de proporcionar a las empresas un espacio para comentar y exponer sus consideraciones. 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.

Metodología

Se elaboró una encuesta de libre acceso dirigida a la industria de exploración y extracción de hidrocarburos y otra para gobiernos locales. La encuesta a la industria se integra por 23 preguntas encaminadas a conocer la opinión de las empresas sobre el Plan Quinquenal, las primeras convocatorias de la Ronda Uno y los procesos de licitación. Adicionalmente, las respuestas de los

²⁰ 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>.

participantes permitieron mejorar el panorama de la SENER sobre los yacimientos y recursos de interés para las empresas.

En este ejercicio de evaluación se contó con la participación de 30 empresas de las cuales más de la mitad comentaron haber participado en alguna de las licitaciones de la Ronda Uno.

Las empresas participantes pertenecen a la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI), por lo que es importante considerar que la muestra no es representativa de la población del sector petrolero nacional. Sin embargo, sí representa a aquéllas que probablemente participarán en las licitaciones de las áreas contenidas en este Plan Quinquenal.

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 principales características.
- Impresiones respecto a las áreas de licitación de la Ronda Uno, los intereses de las empresas respecto a éstas y consideraciones técnicas.
- Puntos específicos sobre las licitaciones, tales como el proceso de apertura de ofertas y el nivel de competencia durante el mismo.
- Áreas y recursos de interés para la industria.

Para el diseño de las preguntas 1, 2, 6, 8, 19 y 20 se utilizó la metodología de la escala de Likert, la cual se utiliza para medir las actitudes u opiniones en términos ordinales²¹. 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 sondeo²². 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*.

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.

²¹ Likert, R. (1932). A Technique for the Measurement of Attitudes. Archives of Psychology, 140, 1–55.

²² Trochim, William (2012). Research Methods Knowledge Base. Disponible en: <http://www.socialresearchmethods.net/kb/index.php>, consultado el 7 de septiembre 2015.

Principales resultados de la Encuesta a la Industria

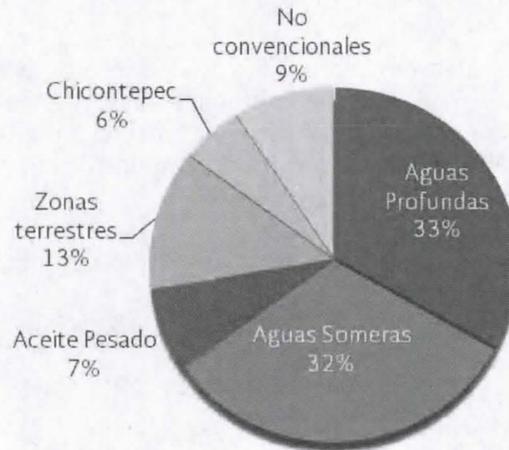
Preguntas sobre el Plan Quinquenal

De acuerdo con la información que arrojó la encuesta, 93% de las empresas que participaron refirieron tener interés en las áreas incluidas en el Plan Quinquenal 2015-2019. Como se muestra en la siguiente gráfica, los recursos de mayor interés se localizan en aguas profundas seguidas de aguas someras y áreas terrestres.

Tomando como referencia la experiencia internacional de algunas de las empresas participantes, se les preguntó acerca de las licitaciones consideradas en el Plan Quinquenal y qué tan atractivas les resultaban en comparación con otras opciones internacionales en las que participan o han participado. La respuesta fue satisfactoria, pues 66% consideran que las licitaciones mexicanas son igual de atractivas, mientras que 24% incluso las consideró más atractivas (ver gráfica 2).

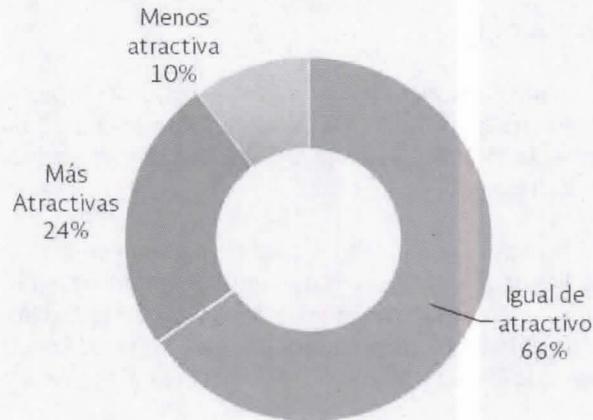
Como un ejercicio de precisión, se solicitó a las empresas que seleccionaran las áreas del Plan Quinquenal que podrían ser de interés de su compañía. El resultado fue consistente con la primera pregunta, pues sobresalieron áreas ubicadas en Aguas Someras, específicamente en la Cuenca Salina del Itsmo, en Aguas Profundas (Cinturón Subsalino) y en Zonas Terrestres (Tampico-Misantla y Salina del Itsmo).

Gráfica 7. Áreas de interés en el Plan Quinquenal para las empresas.



Fuente: SENER

Gráfica 8. Licitaciones de México en comparación con licitaciones internacionales.



Fuente: SENER

A continuación, se presenta el orden de prelación de las variables consideradas por las empresas para evaluar el atractivo de las áreas incluidas en el Plan Quinquenal. Cabe mencionar que las variables seleccionadas son resultado de un análisis de frecuencias en las respuestas y no reflejan las preferencias de todas las compañías.

Como se puede observar en la siguiente tabla, la complejidad de la operación y el volumen remanente de hidrocarburos son las variables de mayor prioridad para las empresas al momento de evaluar las áreas de extracción. Por su parte, para determinar el atractivo de las áreas de exploración, la mayoría de las compañías prefieren analizar la cantidad de recursos prospectivos y el tipo de hidrocarburos.

Tabla 40. Variables prioritarias para evaluar el atractivo de las áreas de exploración y extracción

	Extracción	Exploración
1 ^{er} lugar	Complejidad de la operación para producción de hidrocarburos	Recursos prospectivos
2 ^o lugar	Volumen Remanente de hidrocarburos	Tipo de Hidrocarburos
3 ^{er} lugar	Precios estimados a futuro de los hidrocarburos	Calidad de la información en el cuarto de datos.

Fuente: SENER

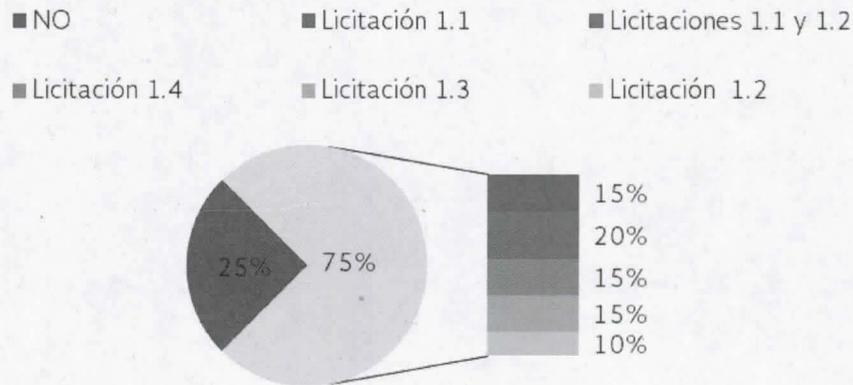
Preguntas sobre la Ronda Uno

Del total de las compañías participantes, 75% refirió haber participado en al menos un proceso de licitación de la Ronda Uno. Por lo que, si bien la muestra no es representativa del sector

hidrocarburos, la información compilada en esta sección sí refleja las impresiones de compañías que participaron en las licitaciones.

De acuerdo a la información, las licitaciones que tuvieron mayor participación fueron la Primera y Segunda Convocatorias, seguidas por la Cuarta Convocatoria (ver Gráfica 6).

Gráfica 9. Participación de las empresas en Ronda Uno.

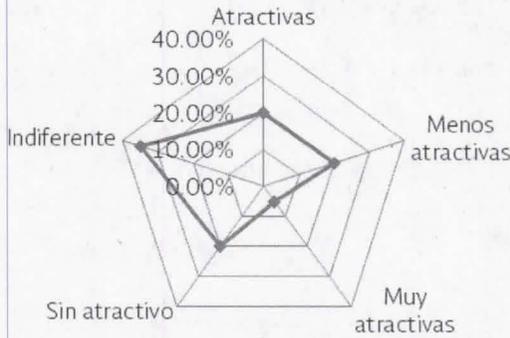


Fuente: SENER

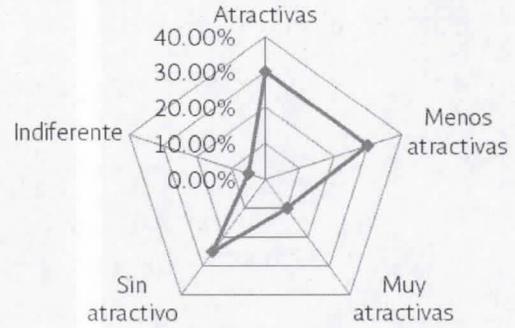
En cuanto a los recursos involucrados en las licitaciones, las empresas comentaron que la Primera y Cuarta Convocatorias fueron las que resultaron más atractivas. Como se muestra en la siguiente gráfica, 30% de las compañías participantes calificó la Primera licitación como Atractiva, mientras que la Cuarta Licitación fue considerada como Atractiva por 30% de los participantes y como Muy Atractiva por otro 30%.

La Segunda y Tercera Licitaciones tuvieron un comportamiento opuesto. En el caso de la Tercera licitación, 45% de los participantes la consideraron Sin atractivo. Mientras que en la Segunda licitación prevaleció la categoría de Indiferente.

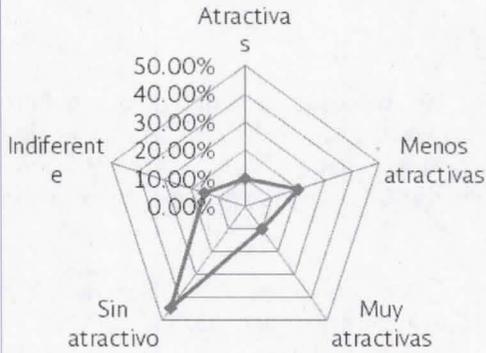
Gráfica 10. Percepción de la industria sobre las licitaciones de la Ronda Uno.



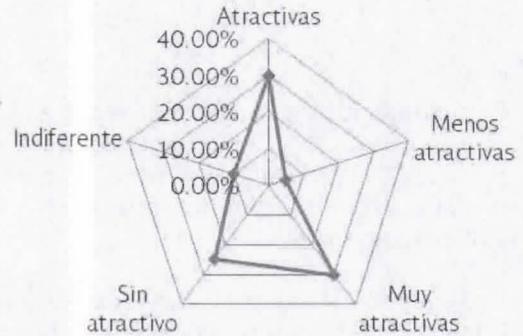
Ronda Uno - Primera licitación



Ronda Uno - Segunda Licitación



Ronda Uno - Tercera Licitación



Ronda Uno - Cuarta Licitación

Fuente: SENER

Las empresas proporcionaron información que permitió conocer su opinión sobre las principales variables que consideraron durante su participación en las licitaciones de la Ronda Uno, así como los aspectos más positivos y áreas de oportunidad identificadas en dicho proceso.

Con base en las respuestas de los participantes, se percibe que las empresas comparten como principal preocupación el diseño de los términos contractuales y las condiciones fiscales del mismo. De igual forma, la calidad y disponibilidad de la información en el Cuarto de Datos causó cierta

incertidumbre a las empresas. Varios participantes sugirieron mejorar la información, así como mejorar la claridad de los términos contractuales y optimizar los procesos para incrementar la participación de la industria. Como se mencionó anteriormente, incrementar el número y tamaño de los bloques fue el área de oportunidad que mayor coincidencia tuvo entre las empresas participantes.

En contraste, entre los aspectos positivos destacan, la transparencia del proceso de licitación que cuenta con los mejores estándares internacionales y la apertura que ha tendido el gobierno para facilitar el diálogo al interior del sector y por lo tanto recibir retroalimentación y comentarios por parte de la industria. Algunas empresas celebraron que se haya realizado la Ronda y la reconocieron como el inicio de una nueva era de apertura de mercado.

Tabla 41: Principales impresiones de la industria sobre Ronda Uno

	Consideraciones	Aspectos Positivos	Áreas de oportunidad
1er lugar	Términos contractuales	Proceso transparente	Incrementar el número y tamaño de los bloques licitados
2º lugar	Condiciones fiscales	Flexibilidad del gobierno para recibir retroalimentación por parte de la industria	Optimizar la claridad de los términos contractuales
3er lugar	Calidad y disponibilidad en cuarto de datos	Significó la apertura del mercado	Mejorar la información disponible en el cuarto de datos

Preguntas sobre el proceso de licitación

En cuanto al tema de competitividad, la mayoría de las empresas coincidió en que el proceso es transparente y funcional. No obstante, algunas de ellas sugirieron que otorgar mayor peso al compromiso de inversión en la variable de adjudicación y mejorar la información disponible en el cuarto de datos para dar mayor certidumbre a la industria.

Preguntas sobre participación de las Empresas en las licitaciones

Para tener un panorama más amplio sobre el perfil de las empresas participantes, así como de las áreas y recursos de interés, se incluyó una serie de preguntas para determinar el tamaño de las empresas y sus preferencias al momento de participar en las licitaciones, lo cual servirá como insumo para determinar las futuras áreas a licitar.

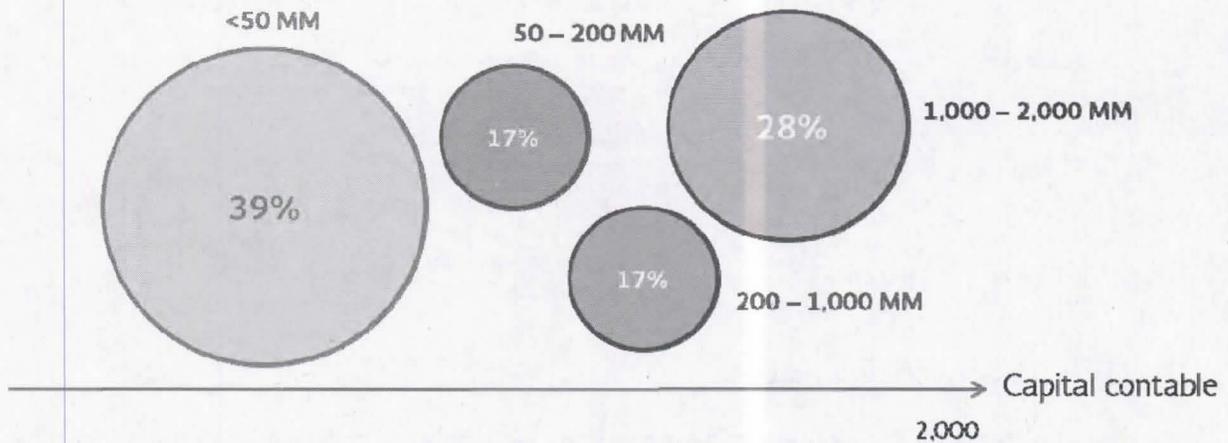
Entre los resultados destaca lo siguiente:

- Al momento de determinar ofertas en los procesos de licitación, 68% de las empresas prefieren participar en asociación con otras compañías. Esta respuesta se puede relacionar con el perfil de las empresas que participaron en la encuesta, pues 56% cuentan con un capital contable inferior a 200 millones de dólares (ver ilustración 3).
- La mayoría de las compañías cuentan con experiencia en recuperación mejorada/secundaria, mientras que las empresas nuevas tienen personal con experiencia en este tipo de tecnologías..



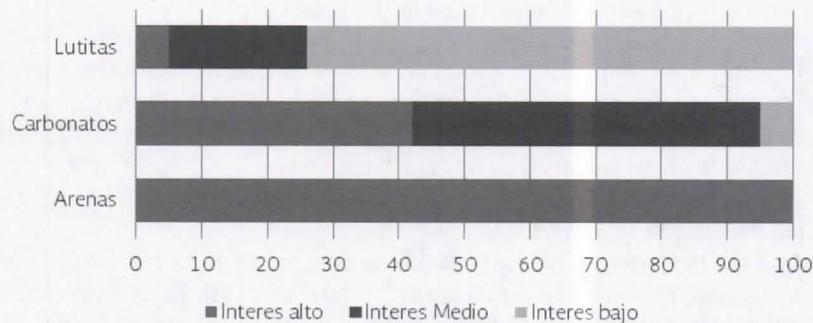
- El 100% de las empresas participantes refirieron tener interés alto en los yacimientos de arenas, mientras que sólo 42% se mostró interesado en los yacimientos de carbonatos. Los yacimientos de lutitas se consideraron menos atractivos, pues sólo 5% mostró alto interés y 21% interés medio.
- Como se puede observar en la Gráfica 7, el hidrocarburo de mayor interés para la industria es el aceite ligero, seguido por el gas y condensados con 30% de las empresas que demostraron tener alto interés y casi 40% interés medio. El caso del gas húmedo es muy similar con 21% y 26% de interés alto y medio, respectivamente.
- El hidrocarburo menos llamativo es el aceite extra-pesado, pues más de 80% de las empresas manifestaron tener bajo interés.

Ilustración 3. Tamaño de las empresas participantes en la encuesta, de acuerdo al orden de capital contable en millones de dólares (MMUSD)



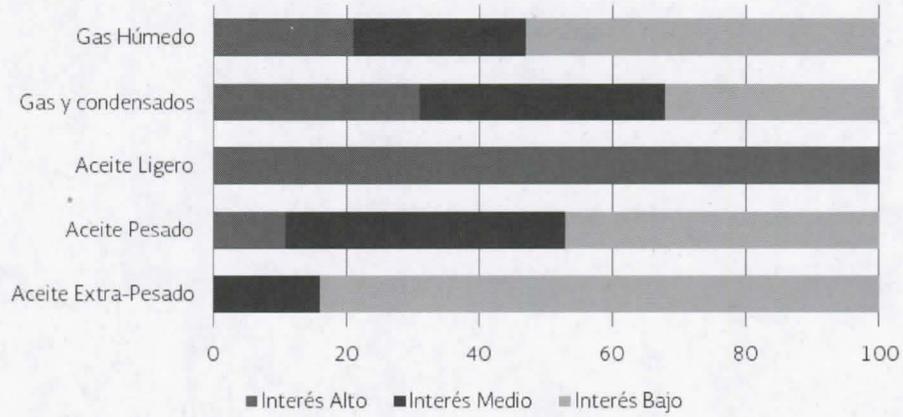
Fuente: SENER

Gráfica 11. Interés de la industria por tipo de yacimiento



Fuente: SENER

Gráfica 12. Interés de la industria por tipo de recurso



Fuente: SENER