



PLAN QUINQUENAL
DE LICITACIONES PARA LA
EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN
DE HIDROCARBUROS
2015 - 2019 :

EVALUACIÓN 2017

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



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 Licitación
(mhjuarez@energia.gob.mx)

Alfredo Miranda González

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

Laura Elizabeth Gil Venegas

Subdirectora de Estudios Técnicos Económicos
(legil@energia.gob.mx)

Jorge Javier Vázquez Ortiz

Subdirector de Reservas de Hidrocarburos
(jjvazquez@energia.gob.mx)

Pablo Pérez Álvarez

Jefe del Departamento de Estadísticas del Subsector de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
(paperez@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)

Camilo Angel Díaz Hernández

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

Agradecimientos

A la Comisión Nacional de Hidrocarburos por el apoyo técnico brindado.

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

Contenido

Nota al Plan Quinquenal: Evaluación 2017	5
1. Introducción	8
1.1. Reforma Energética	8
1.2. Ronda Cero	10
1.3. Ronda Uno	13
1.4. Ronda Dos	16
1.5. Ronda Tres	18
2. Marco normativo	22
2.1. Ley de Hidrocarburos	22
3. Política energética	24
3.1. Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía	24
3.2. Restitución de reservas	26
4. Recursos de hidrocarburos en México	28
4.1. Provincias geológicas y petroleras	28
4.2. Recursos petroleros	30
4.2.1. Reservas de hidrocarburos	32
4.2.2. Volumen remanente de hidrocarburos	33
4.3. Recursos prospectivos	35
4.4. Distribución de reservas por entidad federativa	37
5. Proceso de evaluación del Plan Quinquenal	40
5.1. Nominaciones	41
5.2. Asistencia técnica de la CNH	41
5.3. Análisis de Licitaciones	41
5.3.1. Análisis de regresión lineal múltiple	41
5.3.2. Características de las licitaciones mexicanas en el contexto internacional	43
5.3.3. Conclusión	45
6. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019	47

6.1. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos	50
6.1.1. Aguas profundas.....	52
6.1.2. Aguas someras.....	53
6.1.3. Áreas terrestres convencionales	54
6.1.4. Áreas terrestres no convencionales	55
6.2. Áreas para la extracción de hidrocarburos	56
6.2.1. Aguas profundas.....	56
6.2.2. Aguas someras.....	57
6.2.3. Áreas terrestres convencionales	58
6.2.4. Áreas terrestres no convencionales	59
6.3. Áreas por entidad federativa.....	60
ANEXO 1. Información de reservas y volumen remanente por campo y entidad federativa (al 1 de enero de 2017).....	65
ANEXO 2. Áreas del Plan Quinquenal	95
ANEXO 3. Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura	115
ANEXO 4. Análisis de licitaciones celebradas de Ronda Uno y Dos	124

Nota al Plan Quinquenal: Evaluación 2017

México continúa con la implementación de su reforma energética y sigue avanzando y consolidando el desarrollo de grandes proyectos a través de las rondas petroleras. En la presente actualización del Plan Quinquenal se muestra la información relacionada a la culminación de 7 procesos licitatorios, 4 licitaciones de Ronda Uno y 3 licitaciones de Ronda Dos. Adicionalmente se señalan las áreas recientemente convocadas, relacionadas a la cuarta convocatoria de Ronda Dos (aguas profundas) y la primera convocatoria de Ronda Tres (aguas someras).

Los contratos de exploración y extracción adjudicados mediante un proceso transparente permitirán al país incrementar sus reservas y producción de petróleo y gas, y a su vez captar una importante inversión, así como detonar la generación de nuevos empleos. El interés y la participación de empresas nacionales y extranjeras ha sido palpable, ya que hasta el momento suman ya 69 nuevos contratos con 65 nuevas empresas, 32 de ellas mexicanas. Tan solo en este comienzo de 69 contratos, se estima una inversión total de 52 mil millones de dólares en la vida de los proyectos.

México se posiciona como competidor mundial en materia de licitaciones petroleras. Con esa visión se hace una nueva evaluación del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019.

Continuamos con la necesidad de ampliar el aprovechamiento de los recursos, estandarizar procesos y simplificar la planeación y administración de los procesos de licitación. Mantenemos los tres elementos claves de nuestra estrategia – ampliar, estandarizar y simplificar - para brindar un mayor apoyo a la planeación del Gobierno Federal y dar certidumbre a la industria nacional e internacional que esté interesada en invertir y operar en exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país.

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

Durante la presente revisión del Plan Quinquenal se retomaron procesos fundamentales para su actualización, entre los más relevantes: la nominación de áreas y la adición de bloques derivado del continuo análisis 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 mantiene los siguientes conceptos:

1. Un enfoque que privilegia las áreas de exploración que contienen campos de extracción, integrando así áreas con la columna geológica completa.
2. 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. Un calendario que mantiene el plan de llevar a cabo por lo menos 1 proceso licitatorio por año por cada una de las categorías mencionadas en el punto anterior
4. El tiempo entre la convocatoria y la licitación será aproximadamente seis meses.
5. El proceso de nominación por parte de la industria es abierto y 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 (CNIH), de una Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) o de una fuente institucional.
6. El tamaño de los bloques se mantiene de acuerdo a su categoría, como se muestra en la siguiente tabla.

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

Categoría	Superficie (km²)
Aguas profundas	1,000
Aguas someras	400
Terrestres no convencionales	300
Terrestres convencionales	200

En cada licitación se podrá evaluar la posibilidad de unir dos o más bloques de acuerdo a su potencial y tipo de hidrocarburo esperado, con la finalidad de diseñar áreas atractivas para invertir.

7. 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 prevea desarrollar proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, 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.

Conforme 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 federales y 409 estatales, 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 presente Evaluación 2017 del Plan Quinquenal brinda condiciones para que México aproveche plenamente áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos que suman una superficie de 262,407.9 km², con recursos prospectivos equivalentes a 43,266.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y volumen original remanente¹ por 38,221.7 MMbpce.

¹ Para efectos de cálculo de petróleo crudo equivalente, el presente documento considera 5 millares de pies cúbicos por cada barril de petróleo crudo equivalente.

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.

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 2017 se realizó la evaluación de acuerdo al Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. En este documento se evalúa la ejecución del Plan Quinquenal, considerando los resultados de las licitaciones celebradas a la fecha 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. Asimismo, 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, entre otros: 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 20 de septiembre de 2017.

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 20 de septiembre de 2017.

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.

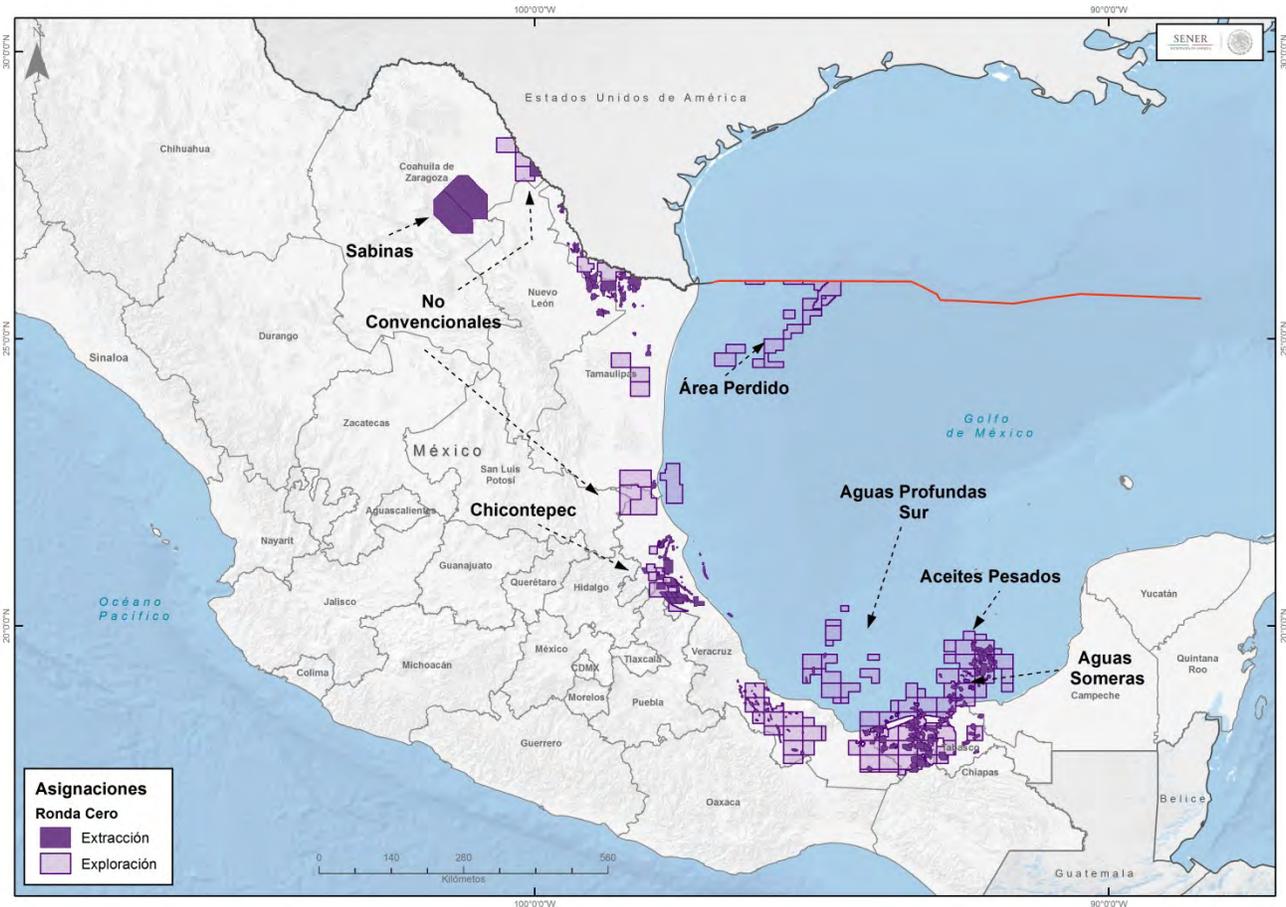
El siguiente mapa [Mapa 1] muestra la localización de las asignaciones vigentes de aquellas otorgadas en Ronda Cero, en el cual se enfatiza que una parte importante de las áreas de exploración se encuentra en aguas someras, en las que PEMEX ha demostrado tener un alto desempeño a nivel internacional.

⁴ Pemex. 2014. Asociaciones de Pemex. Disponible en:

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55587/Ficha_tecnica_asociaciones.pdf, consultado el 20 de septiembre de 2017.

⁵ SENER. 2014. Ronda Cero. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf, consultada el 20 de septiembre de 2017.

Mapa 1. Asignaciones vigentes de PEMEX



En términos de reservas probadas y probables (2P) se asignó a PEMEX, en Ronda Cero, 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, durante Ronda Cero se otorgó a PEMEX 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, en lo que respecta 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.

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.

En cumplimiento de lo establecido en el Transitorio Sexto del Decreto, una vez transcurrido un plazo inicial de 3 años, la SENER decidió otorgar el periodo adicional a PEMEX en 101 asignaciones [Mapa 1].

Es decir, a 7 asignaciones de las 108 originales de la Ronda Cero, no se les otorgó el periodo adicional por diversas razones que se detallan a continuación:

- **2 asignaciones:** PEMEX no solicitó el periodo adicional de la asignaciones AE-0041-Tesechoacán-03 y AE-0095 - Kanan – 01.
- **2 asignaciones:** El 14 de junio de 2016, Pemex solicitó a la SENER la migración con socio a un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos las asignaciones AE-0092 - Cinturón Subsalino – 10 y AE-0093 - Cinturón Subsalino – 11. Posteriormente, el 30 de junio de ese mismo año, la SENER informó a PEMEX que determinó procedente la solicitud de migración de dichas asignaciones.

Una vez llevada a cabo la correspondiente licitación, se suscribió el Contrato CNH-A1-TRION/2016, bajo la modalidad de licencia, entre la Comisión -a nombre del Estado Mexicano- y PEMEX en asociación con la empresa BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V, el 3 de marzo de 2017. Por su parte, la SENER informó a Pemex el 3 de abril de 2017, que las dos asignaciones asociadas quedaron sin efectos jurídicos

- **3 asignaciones:** El 2 de junio de 2015, el Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito, al resolver el recurso 253/2014 concedió la suspensión para el efecto de que las cosas se mantengan en el estado que tienen, de modo que no se asigne o contrate la exploración y extracción de gas natural dentro de los terrenos cuyas superficies fueron concesionadas a Minera del Norte S.A. de C.V. y que estén vigentes; lo anterior hasta en tanto se dicte la ejecutoria en el juicio principal.

En consecuencia, la SENER no llevó a cabo ningún proceso administrativo correspondiente a las asignaciones AE-0066 - Garza – 01, AE-0067 - Garza – 02 y AE-0068 - Garza – 03, ya que comparten superficie con lotes mineros que están considerados en el amparo de referencia, en tanto se resuelva la situación legal de dicho amparo.

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.

El diseño original de la Ronda Uno consideró un balance de oportunidades de exploración, el cual incluía áreas 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.

⁶ CNH. 2015. Ronda Uno. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/r01-licitaciones/>, consultado el 20 de septiembre de 2017.

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.

Área Contractual	Campo(s)	Licitante Ganador
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 México, S.A.P.I de C.V.
2		Total E&P Mexico, S.A. de C.V.; ExxonMobil Exploración y Producción Mexico, S. de R.I de C.V
3		Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.; Pemex Exploración y Producción; Inpex Corporation.
4		China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I de C.V.
5	Cuenca Salina	Statoil E&P Mexico, S.A. de C.V.; BP Exploration Mexico, S.A. de C.V.; Total E&P México S.A. de C.V.
7		Statoil E&P Mexico, S.A. de C.V.; BP Exploration Mexico, S.A. de C.V.; Total E&P México S.A. de C.V.
8		PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.; Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.
9		Murphy Sur, S. de R.L. de C.V.; Ophir Mexico Holding Limeted; PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.; Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.

Asimismo, el 5 de diciembre de 2016 se realizó la apertura de propuestas para la asociación de Trion con Pemex. El bloque 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, estas áreas tenían una extensión territorial de 8,900 km², con recursos prospectivos promedio de 180 MMbpce por área contractual y 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 utilizó un contrato de producción compartida y la propuesta ganadora, al igual que las licitaciones anteriores, las variables de adjudicación fueron el valor de la participación del Estado y el factor de inversión adicional. La apertura de propuestas se realizó en julio de 2017 y en la siguiente tabla se muestran los resultados de esta licitación:

Tabla 7: Licitantes Ganadores de la Primera Convocatoria de la Ronda Dos

Área contractual	Licitante Ganador
2	DEA Deutsche Erdoel AG; Pemex Exploración y Producción
6	PC Carigali Mexico Operations, S.A. DE C.V.; Ecopetrol Global Energy, S.L.U.
7	ENI México S. de R.L. de C.V.; Capricorn Energy Limited; Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.
8	Pemex Exploración y Producción; Ecopetrol Global Energy, S.L.U.
9	Capricorn Energy Limited; Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.
10	ENI México S. de R.L. de C.V.
11	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.; Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.
12	Lukoil International Upstream Holding B.V.
13	ENI México S. de R.L. de C.V.; Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.
14	Total E&P México, S.A. DE C.V.; Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.
15	DEA Deutsche Erdoel AG; Pemex Exploración y Producción

En agosto de 2016 se anunció la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos, cuyo objetivo fue licitar 12 áreas para exploración terrestre con capacidad de producción probada. Las áreas, ubicadas en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Tabasco, Veracruz y Chiapas, cuentan con reservas probadas de gas húmedo donde existe infraestructura que podrá ser aprovechada y, en su caso, adaptada a las nuevas necesidades. Se incluyeron 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. Las áreas incluyen 39 campos cuyos factores de recuperación varían de 1% a 55%. Debido a las características del recurso, la SENER determinó que se utilizará un contrato de licencia para administrar estas áreas.

De las 12 áreas contempladas inicialmente dos estuvieron ubicadas en la Cuenca del Sureste en el estado de Chiapas. La SENER inició y desarrollo un proceso de Consulta Previa, Libre e Informada (Consulta) que tuvo como objetivo establecer un diálogo entre el Gobierno de la República y las comunidades indígenas ubicadas en ambas áreas contractuales.

En el marco de la Consulta se realizaron reuniones de trabajo y asambleas con las comunidades indígenas a fin de, entre otras cosas, informar las características, alcance e implicaciones del proceso de licitación a través del cual se pueden adjudicar contratos para explorar y extraer hidrocarburos. En junio de 2017 la SENER solicitó a la CNH excluir dichas áreas de la versión final de las bases de licitación de la Ronda 2.2 ya que fue necesario prolongar el proceso de consulta. Por ello en la siguiente tabla únicamente se consideran las 10 áreas restantes. La apertura de propuestas se realizó el miércoles 12 de julio de 2017 y en la tabla se indica el licitante ganador:

Tabla 8: Licitantes Ganadores de la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos

Área contractual	Licitante Ganador
1	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.; Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
4	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.; Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
5	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.; Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
7	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.; Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
8	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.; Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
9	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.; Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
10	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.; Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

En noviembre de 2016 se anunció la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos en la que se consideraron 14 áreas terrestres convencionales que en conjunto suman 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 utilizó un contrato de licencia y las propuestas también fueron abiertas el 12 de julio de 2017. Las 14 áreas contractuales fueron adjudicadas

Tabla 9: Licitantes Ganadores de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos

Área contractual	Licitante Ganador
1	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.; Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
2	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V.; Verdad Exploration Mexico LLC
3	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V.; Verdad Exploration Mexico LLC
4	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.; Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
5	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
6	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd; Sicoval MX, S.A. de C.V.; Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.
7	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
8	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
9	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

Área contractual	Licitante Ganador
10	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd; Sicoval MX, S.A. de C.V.; Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.
11	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd; Sicoval MX, S.A. de C.V.; Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.
12	Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.
13	Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.
14	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

La Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos para Exploración y Extracción en aguas profundas fue anunciada el 19 de julio de 2017. En esta convocatoria se incluyeron inicialmente 30 áreas en el Cinturón Plegado Perdido, Cuenca Salina de Istmo, Cordilleras Mexicanas y Escarpe de Campeche. La superficie total de las 30 áreas fue de 70,866km² y un recurso prospectivo asociado de 4,228 MMbpce.

El 27 de septiembre la SENER solicitó a la CNH la exclusión del área 30 de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos debido a que la SENER solicitó a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) la elaboración de un estudio que analice a profundidad las implicaciones ambientales de la posible exploración y extracción de hidrocarburos respecto del área natural protegida llamada Arrecife Alacranes. Lo anterior, dado que el tiempo requerido para el estudio ambiental excede el periodo de la licitación.

Considerando este cambio la superficie de las 29 áreas contractuales en la licitación disminuyó a 66,425.1 km² y el recurso prospectivo asociado de 4,228 MMbpce se mantuvo sin cambios. La apertura de propuestas está programada para el miércoles 31 de enero de 2018.

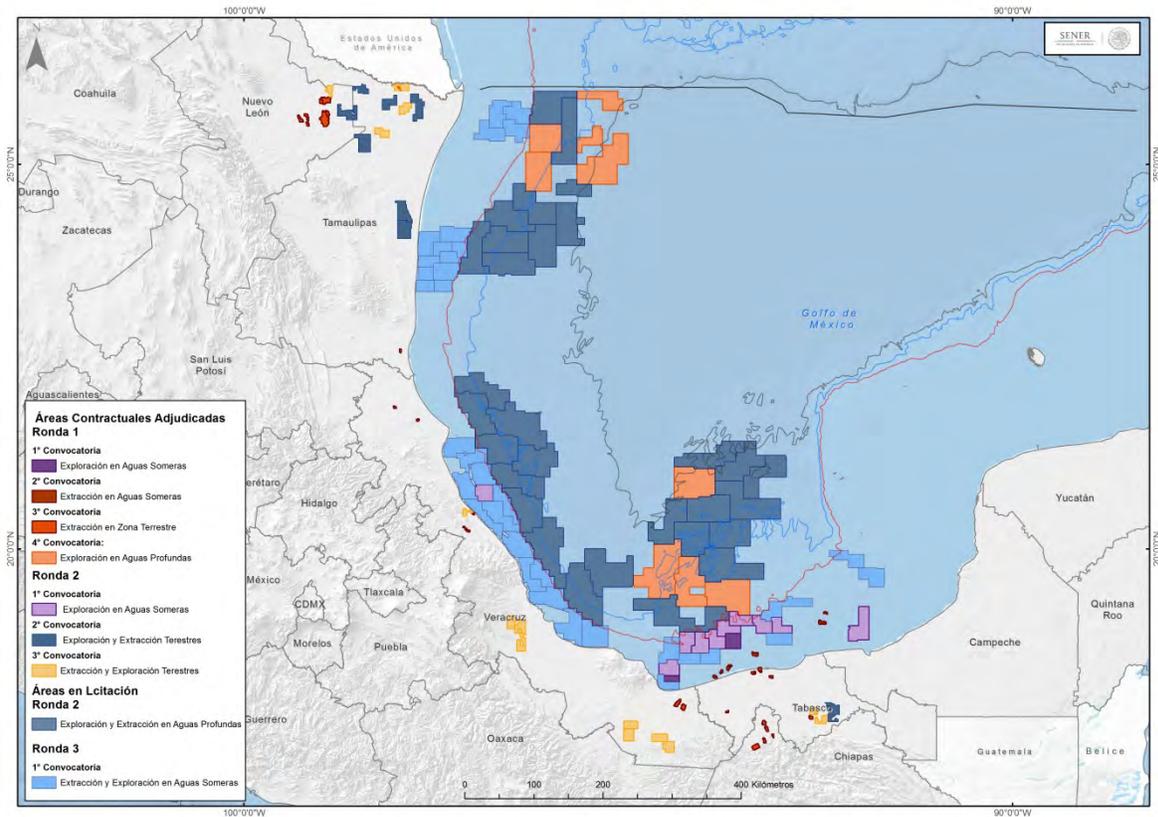
1.5. Ronda Tres

La Primera Convocatoria de la Ronda Tres fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de septiembre de 2017, en busca impulsar el sector petrolero marino a partir de la exploración y descubrimiento de nuevos recursos que restituyan las reservas del país, del aumento de la producción de aceite y gas, de la consolidación de zonas petroleras de desarrollo integral y de la atracción a la inversión y creación de empleos de calidad.

Se conformó por 35 áreas de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras, ubicadas en las provincias petroleras Burgos, Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla-Veracruz y licitadas bajo la modalidad de producción compartida. Dichas áreas abarcan una superficie total de 26,265 km² y cuentan con aproximadamente 1,988 mmbpce de recursos prospectivos, así como un volumen remanente de 290 mmbpce.

Las Bases de Licitación de la mencionada convocatoria, así como el contrato en su modalidad individual y para asociaciones se publicaron el 29 de septiembre de 2017 y se encuentran disponibles para consulta en la página www.rondasmexico.gob.mx.

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



Las Tablas 10, 11 y 12 muestran un resumen de la distribución de recursos, tipos de contratos y ubicación de las áreas y campos incluidos en las convocatorias de la Ronda Uno, Ronda Dos y Ronda Tres. 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 10. Licitaciones de Ronda Uno

Concepto	Convocatoria			
	Primera	Segunda	Tercera	Cuarta
Recursos prospectivos* (MMbpce)	687	-	-	2,907
Reservas certificadas (MMbpce)	-	1P: 143 2P: 355 3P: 671	Volumen remanente: 1,882	-
Área total (km ²)	4,222	281	813	23,835
Tamaño de áreas (km ²)	116 – 500	42 – 68	7 – 172	1,678 – 3,287
Áreas contractuales	14	9 campos, en 5 contratos.	25	10
Categoría	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres convencionales	Aguas profundas
Modalidad de contratación	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia
Presentación de Propuestas	15 de julio de 2015	30 de septiembre de 2015	15 de diciembre de 2015	5 de diciembre de 2016
Número de Contratos Adjudicados	2	3	25	8

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

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

Tabla 11: Licitaciones de Ronda Dos

Concepto	Convocatoria			
	Primera	Segunda	Tercera	Cuarta
Recursos prospectivos* (MMbpce)	1,586	404	251	4,228
Reservas certificadas (MMbpce)	Volumen remanente: 869	Volumen remanente: 93	Volumen remanente: 328	-
Área total (km ²)	8,909	4,219	2,595	66,425.1
Tamaño de áreas (km ²)	466 – 972	347 – 479		1,853 - 3,254
Áreas contractuales	15	10	14	29
Categoría	Aguas someras	Terrestres convencionales	Terrestres convencionales	Aguas profundas
Modalidad de contratación	Producción compartida	Licencia	Licencia	Licencia
Presentación de Propuestas	19 de junio de 2017	12 de julio de 2017	12 de julio de 2017	31 de enero de 2018
Número de Contratos Adjudicados	10	7	14	-

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

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

Tabla 12: Licitaciones de Ronda 3

Concepto	Convocatoria
	Primera
Recursos prospectivos* (MMbpce)	1,988
Reservas certificadas (MMbpce)	-
Área total (km ²)	26,265
Tamaño de bloques/ campos (km ²)	390-1,225
Numero de bloques/campos	35
Categoría	Aguas Someras
Modalidad de contratación	Contrato de Producción Compartida
Presentación de Propuestas	28 de marzo de 2018
Número de Contratos Adjudicados	-
* 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 que es la 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 son públicos, abiertos e internacionales y ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contrato y lineamientos técnicos definidos por la SENER; así como los términos fiscales 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 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.

Por otro lado, con la Reforma Constitucional en Materia de Energía no sólo se apertura el sector de hidrocarburos a los particulares, sino también se innova en los temas de ocupación superficial, por lo que, la Ley de Hidrocarburos prevé un Capítulo IV que regula en sus artículos del 100 al 117, la contraprestación, los términos y las condiciones para el uso, goce o afectación o adquisición de los

terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, los cuales serán negociados y acordados entre los propietarios o titulares de dichos terrenos, bienes o derechos, incluyendo derechos reales, ejidales o comunales, y los asignatarios o contratistas.

Cabe mencionar que las negociaciones deberán constar invariablemente en un contrato por escrito y sujetarse a los lineamientos y a los modelos de contratos emitidos por la SENER. Además, el acuerdo alcanzado en cualquier tiempo entre las partes deberá presentarse por el asignatario o contratista, dentro de los treinta días naturales siguientes a que se haya suscrito, ante la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU); ante el Juez de Distrito en materia civil o Tribunal Unitario Agrario correspondiente, con el fin de que éstos últimos lo validen dándole el carácter de cosa juzgada.

3. Política energética

De acuerdo con el artículo 33, fracciones I y II de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal a la SENER le corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como ejercer los derechos de la Nación en materia de hidrocarburos.

En ese sentido y en congruencia con la exposición de motivos que sustentó la emisión de la Reforma Energética,⁷ la política energética del país debe tener como propósito fundamental asegurar el suministro competitivo, suficiente, económicamente viable y ambientalmente responsable de los hidrocarburos que demanda el desarrollo del país, en otras palabras, garantizar la seguridad energética del país.⁸

Para lograr lo anterior, las dependencias que integran el sector energético, encabezadas por la SENER, deberán generar los incentivos legales, institucionales y de mercado para que la industria petrolera realice inversiones para el aprovechamiento del potencial petrolero y gasífero de la Nación para beneficio de la sociedad.

Para ello, el Estado mexicano cuenta con una serie de documentos de planeación nacional como el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía, ambos correspondientes al periodo 2013 – 2018 en el que se establecen las metas, estrategias y líneas de acción para impulsar el desarrollo del sector hidrocarburos.

Al respecto, 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.

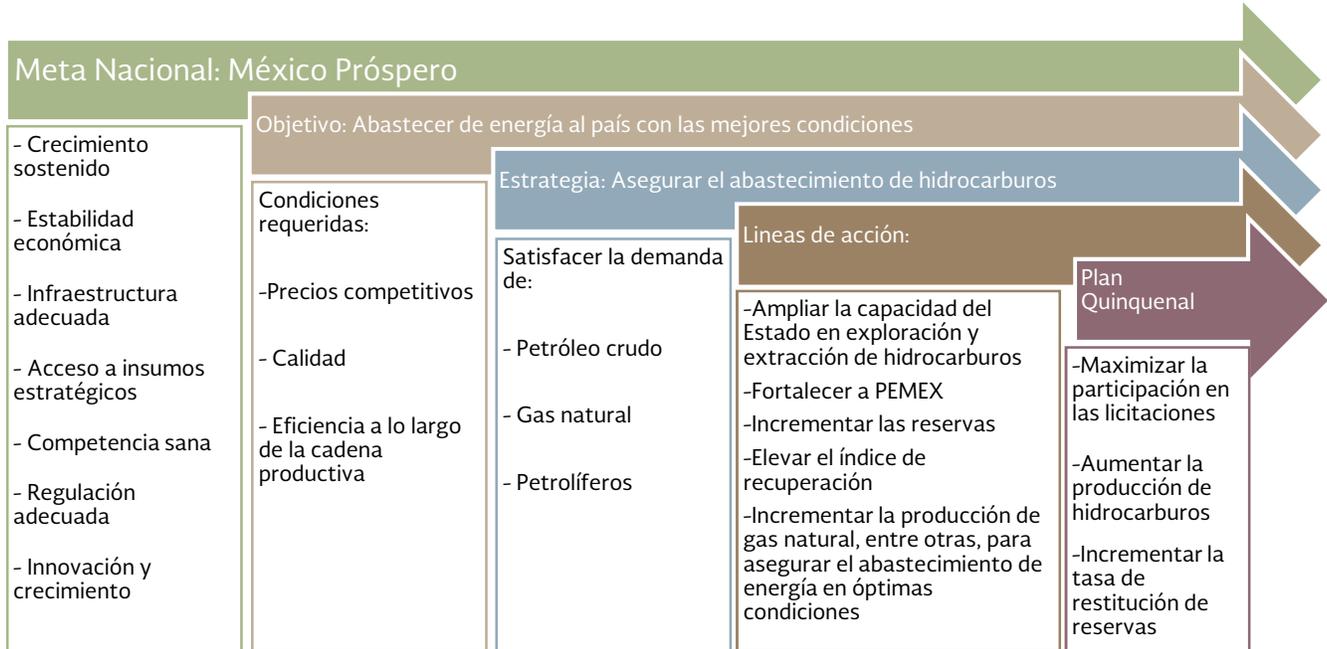
Cada una de las Metas Nacionales cuenta con objetivos que se ejecutan mediante estrategias definidas e integradas por líneas de acción. El Plan Quinquenal coadyuvará a cumplir con las líneas de acción que establece la Meta Nacional *Construir un México Próspero*, y con el objetivo de *Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva*, el cual incluye la

⁷ Exposición de motivos de la Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

⁸ International Energy Agency, *What is energy security?*, Disponible en <http://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/>, consultado el 21 de septiembre de 2017.

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.

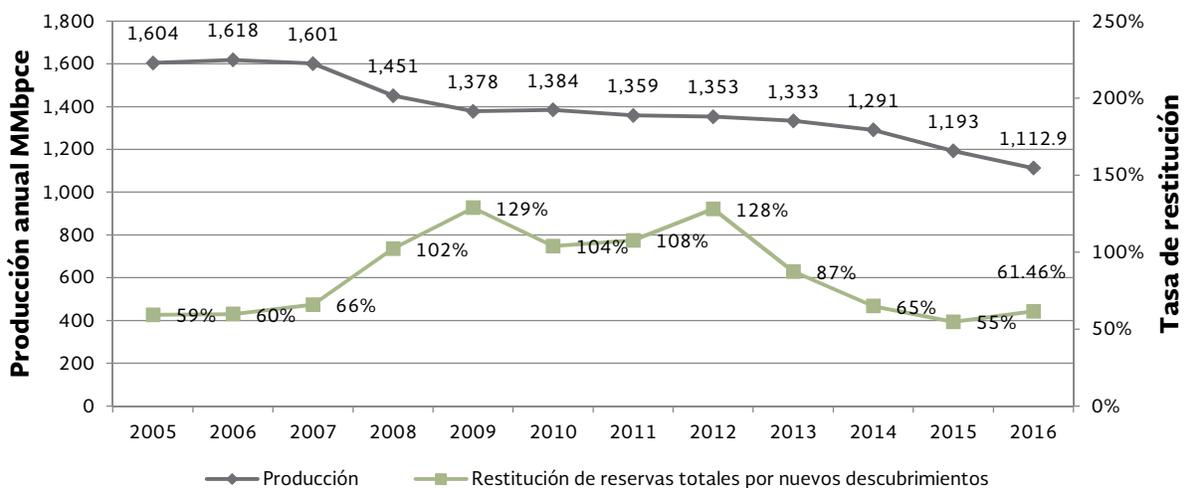
3.2. Restitución de reservas

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:

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

Cuando esta tasa es superior a 100% en un año, el volumen de hidrocarburos incorporado a la categoría de reserva es mayor en comparación al volumen producido. Incrementar la tasa de restitución de reservas permite incrementar los recursos a los que podrán tener acceso las futuras generaciones de nuestro país. En México, durante 2016, la producción anual se ubicó en 1,112.9 MMBpce y la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos descendió a 61.5% 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. Información al 1 de enero de 2017

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.

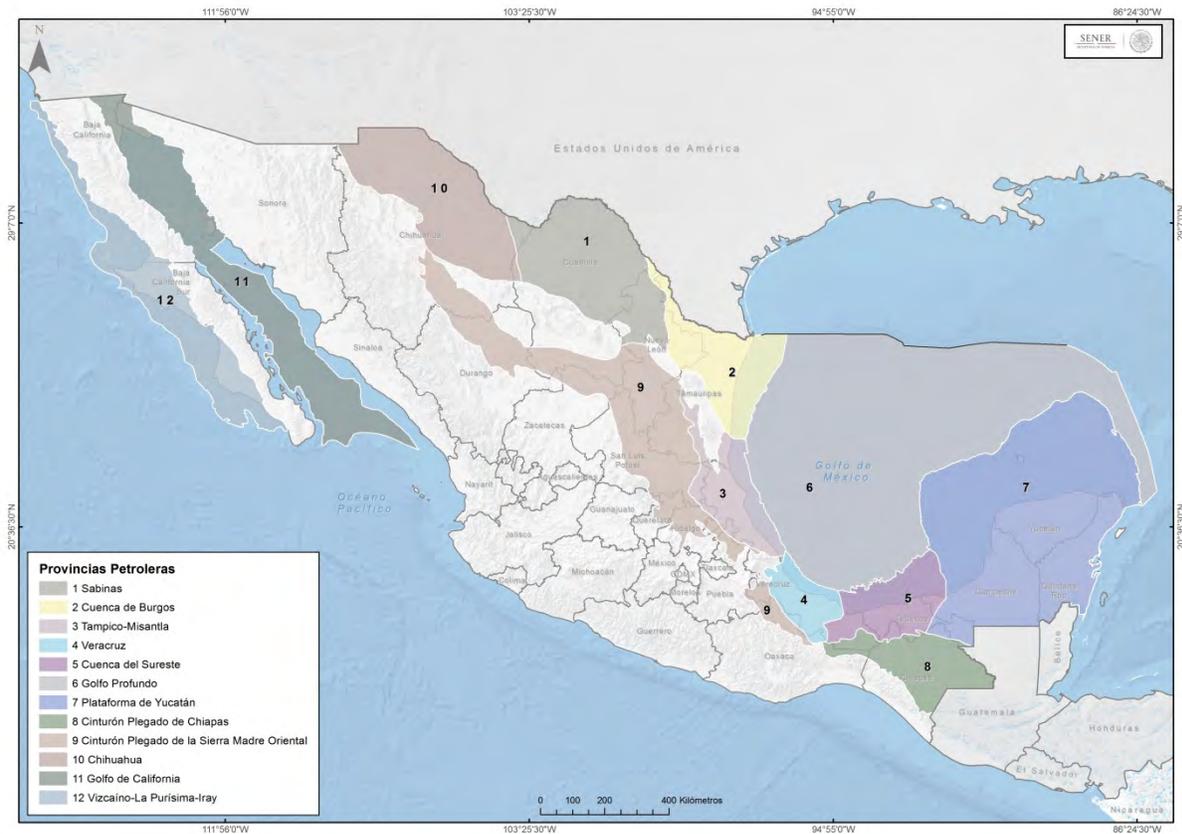
2.- Burgos: Es la principal productora de gas no asociado. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales 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 laramílicas. Las áreas más atractivas se encuentran en los frentes sepultados. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con estimación de recursos prospectivos.

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

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

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

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

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 convencionales⁹ 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).

De conformidad con la evaluación, al 1 de enero de 2017, los recursos petroleros de México [Tabla 13] aún no descubiertos se estiman en 112,833 MMbpce, de los cuales 52,629 MMbpce (47%) corresponden a recursos convencionales y 60,204 MMbpce (53%) a recursos no convencionales.

⁹ 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.

En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 25,858.1 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 9,160. MMbpce son reservas probadas (1P).

Tabla 13. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2017 (MMbpce)

Provincia petrolera*	Producción acumulada***		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Burgos	2,689.5	4.5	183.5	315.7	394.1	3,204	10,770
Cinturón Plegado de Chiapas	22.7	0.04	0.7	6.2	13.5	1,172	
Cinturón Plegado Perdido			0.0	0.0	487.5		
Cuenca Salina del Istmo			57.1	151.4	358.9		
Cuencas del Sureste	48,073.2	81.08	7,692.9	12,318.2	17,250.7	14,466	
Golfo de México Profundo			63.5	164.7	681.1	27,835	
Sabinas-Burro-Picachos	99.5	0.17	4.4	7.4	13.4	395	13,950
Tampico-Misantla**	7,501.7	12.65	1,024.0	3,649.7	6,491.6	2,347	34,922
Veracruz	901.9	1.52	134.5	155.9	167.2	1,432	563
Total	59,288.5	100	9,160.7	16,769.3	25,858.1	52,629	60,204

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. *** Considera un factor de conversión de 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.

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

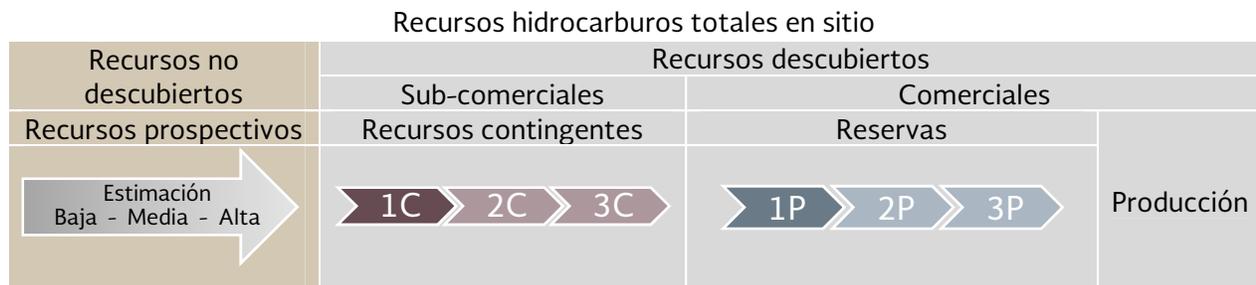
A través del Plan Quinquenal se sientan las bases para promover la actividad física y mejorar el desempeño en términos de incorporación de reservas y nuevos descubrimientos.

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 14 muestra la clasificación de las reservas bajo estos criterios.

Tabla 14. Sistema de administración de recursos petroleros



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

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

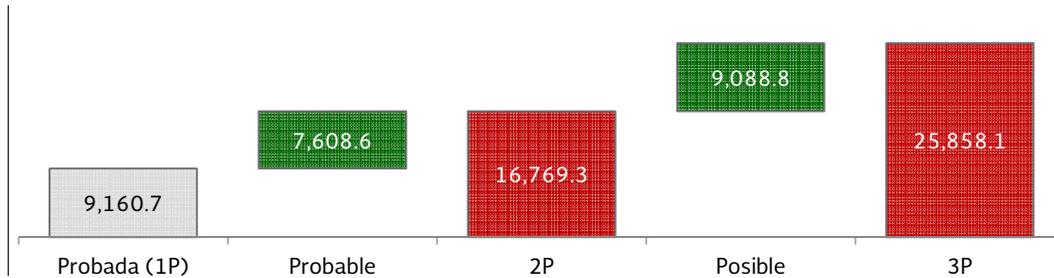
De acuerdo a la evaluación al 1 de enero de 2017 [Gráfica 2], México cuenta con reservas totales por 25,858.1 MMbpce, probadas de 9,160.7 MMbpce¹², probables por 7,608.6 MMbpce y posibles por 9,088.8 MMbpce. Como lo muestra la siguiente gráfica, más de la mitad de las reservas (65%) se clasifican como reservas 2P.

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 20 de septiembre de 2017.

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 20 de septiembre de 2017.

¹² CNH. 2017. Reservas al 1 de enero del 2017.

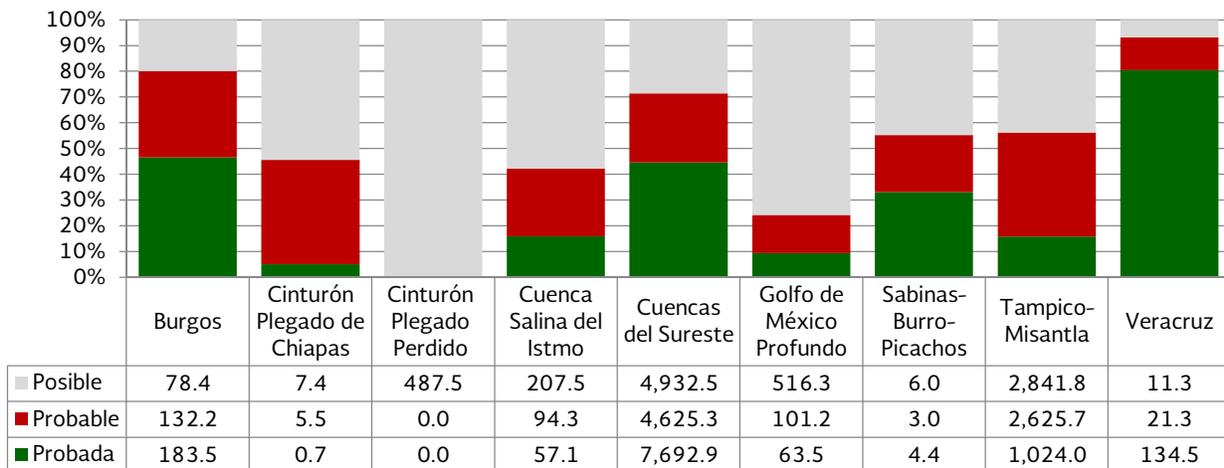
Gráfica 2: Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2017 (MMbpce)



Fuente: SENER, 2017.

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

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



Fuente: SENER, 2017.

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

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.

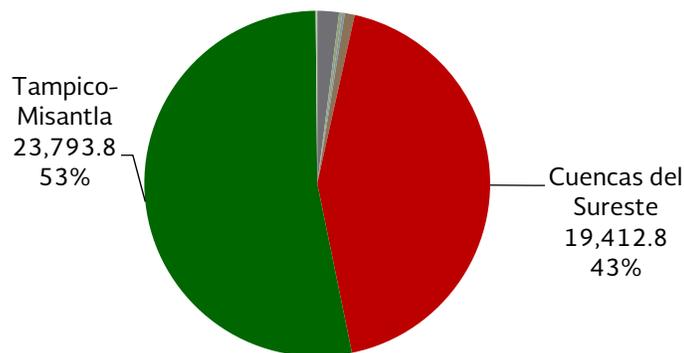
La evaluación de reservas al 1 de enero de 2017 se realizó considerando el marco institucional y la flexibilidad operativa y contractual de PEMEX como única empresa operadora en el país. A partir de la Reforma Energética, es necesario considerar la participación de empresas operadoras que pudieran desarrollar 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 2017, se reportan 44,835.11 MMbpce de volumen remanente para campos a licitar por parte del Estado [Gráfica 4], de los cuales 97.2% se concentra en las provincias de Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla.

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



Fuente: SENER, 2017.

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.

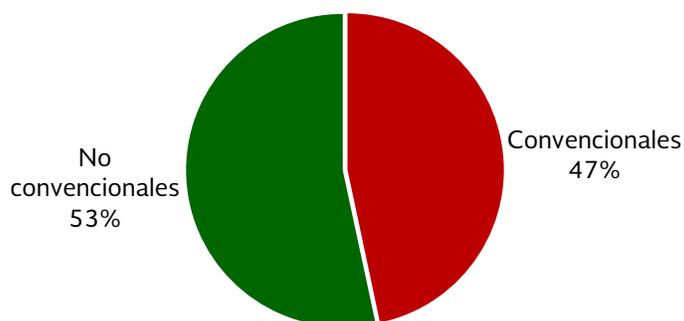
En este sentido, la siguiente sección presenta información de los recursos prospectivos documentados y no documentados de hidrocarburos.

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 112,833 MMbpce, lo que equivale prácticamente al doble de los recursos hidrocarburos extraídos en el país en los últimos 100 años. Como se muestra en la Gráfica 5, en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 53% de recursos no convencionales y 47% de recursos convencionales.

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



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

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 15].

- 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

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 22 de septiembre de 2017.

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 71% 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 15. Recursos prospectivos en México (MMbpce)

	Documentado	No documentado
Convencional	35,546	20,083
No convencional	-	60,204

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2016 y Base de Datos de Plays, 2017, CNH.

En términos de la distribución de recursos prospectivos de acuerdo con su Provincia Petrolera respectiva, la siguiente tabla [Tabla 16] indica que tanto las Cuencas del Sureste como el Golfo de México Profundo son las que reportan mayor potencial. De acuerdo con la Tabla 16, 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 16. Estimación de recursos prospectivos convencionales documentados y plays con recursos prospectivos no documentados por provincia petrolera

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

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

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2016 y Base de Datos de Plays, 2017 CNH.

4.4. Distribución de reservas por entidad federativa

La Tabla 17 presenta la distribución de reservas y volumen remanente 3P, en función a su distribución en las diferentes entidades que cuentan con recursos de hidrocarburos. Para ello se considera, en primer lugar, las reservas de los campos que están completamente contenidos en las entidades federativas; en segundo, se identifican aquéllos cuya reserva está compartida entre dos o más entidades federativas; y, finalmente, se identifican los campos ubicados en aguas territoriales.

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

Tabla 17. Distribución de reservas por ubicación

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

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

En la Tabla 18 se aprecia que, por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (188), seguido por Tamaulipas (174) y Tabasco (99). En ellos se concentra la mayor cantidad de reserva remanente 2P (3,544.3 MMbpce) y de volumen original 3P remanente (112,117 MMbpce).

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

Tabla 18. Estimación de reservas por Entidad Federativa

Estado	Campo	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche	4	20.1	34.8	44.8	85.2
Chiapas	15	24.5	34.5	43.2	2373.7
Coahuila	26	4.5	7.5	13.1	376.8
Hidalgo	3	0.0	0.0	0.0	0.6
Nuevo León	59	64.3	88.1	106.3	915.3
Puebla	6	8.6	72.9	99.6	974.7
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Tabasco	99	1,321.2	1,513.3	1,839.2	40,510.5
Tamaulipas	174	161.6	284.6	356.7	6,740.0
Veracruz	188	560.8	1,746.4	3,234.6	64,866.5
Aguas Territoriales	116	6,197.8	10,623.8	16,151.7	129,191.5
Compartidos	47	657.5	2,049.9	3,444.8	45,383.3
Reservas Asociadas a Contratos	-	139.8	313.6	524.1	4715.1
Total	738	9,160.7	16,769.3	25,858.1	296,133.3

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

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

De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 46 campos que acumulan reservas totales por 3,444.8 MMbpce y un volumen original remanente aproximado de 45,383.3 MMbpce, es decir, 15.3% del total. La Tabla 19 presenta el detalle de esta información.

Tabla 19. Reservas remanentes en campos compartidos

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

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

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

En el Anexo 1 se presenta la información de la evaluación de reservas al 1 de enero de 2017 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. En 2015 y 2016 la SENER realizó las evaluaciones anuales del Plan Quinquenal con la participación de los gobiernos locales y de la industria. 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 2017.

Como ha sido el caso anteriormente, el proceso de evaluación de la SENER está formulado 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.

El proceso de evaluación 2017 del Plan Quinquenal consideró tres elementos esenciales: las áreas propuestas sobre las cuales existe interés de parte de empresas, la actualización de la información geológica y geofísica a disposición de la CNH y un análisis sobre las licitaciones concluidas. 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 2017 del Plan Quinquenal



5.1. 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.

Las nominaciones permiten identificar las áreas de mayor interés de la industria. Para incluir estas áreas en el Plan Quinquenal la CNH verifica la disponibilidad de información sísmica en el CNIH de Hidrocarburos con la calidad necesaria para evaluar su potencial exploratorio. A su vez, la CNH descarta 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.

Cabe destacar que, de acuerdo al artículo 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, para efectos de no interferir con las condiciones de competencia de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, el origen de las nominaciones no se hará público.

5.2. Asistencia técnica de la CNH

Como se mencionó anteriormente, la asistencia técnica de la CNH es un proceso fundamental para buscar que las áreas tengan una configuración que considere estructuras geológicas completas a partir de la información más reciente. Es por ello que 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, considerando la información disponible en el CNIH. Lo anterior, con a fin de incluir nuevas áreas de licitación que adicionen recursos para maximizar la restitución de reservas y la incorporación de nueva producción a la plataforma nacional. Asimismo se mantiene el principio de estandarización de bloques: i) Aguas Profundas 1000km²; ii) Aguas Someras 400 km², iii) Terrestres No Convencionales 300km² y iv) Terrestres Convencionales 200 km²; considerando que posteriormente será factible realizar propuestas de unión de bloques.

5.3. Análisis de Licitaciones

El análisis sobre las licitaciones está compuesto por dos partes. Considerando que se cuenta con los resultados de siete procesos de licitación, la primera consistió en un análisis de regresión lineal múltiple para identificar las características que influyeron en los resultados. Este tipo de análisis es una herramienta estadística que permite establecer si existe una relación entre variables, una dependiente y las demás independientes. La segunda parte permite comparar a México con otros países que han realizado licitaciones para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en los últimos años.

5.3.1. Análisis de regresión lineal múltiple

La regresión lineal múltiple como herramienta estadística consiste en determinar una ecuación que relacione las variables independientes con la variable dependiente. En los análisis la variable dependiente

fue el porcentaje de regalía adicional o la participación del Estado en la utilidad operativa, dependiendo del tipo de contrato, mientras que las variables independientes fueron las características más representativas de las áreas. Asimismo se decidió que el nivel de confianza para los coeficientes de las variables sea de 90%. Mientras mayor sea el nivel de confianza, mayor certeza de que el coeficiente sea el resultante de la regresión.

El siguiente paso consistió en determinar de las siete licitaciones celebradas a la fecha, aquellas que son más representativas para el análisis, es decir que en el futuro podrían replicarse. Por lo tanto, las tres primeras rondas fueron excluidas, en virtud de que el contexto en que se desarrollaron difiere del contexto actual y los resultados no permiten identificar una relación de causalidad entre las características de las áreas y las ofertas recibidas. Para la evaluación, se realizó un análisis de regresión por cada tipo de licitación: Aguas profundas (Ronda 1.4), Aguas someras (Ronda 2.1), y Terrestres (Rondas 2.2 y 2.3). Las variables consideradas fueron:

- Tamaño del área, Recurso prospectivo;
- Reservas 3P;
- Hidrocarburo principal;
- Cobertura sísmica;
- Áreas adyacentes asignadas/adjudicadas;
- Compromiso Mínimo de Trabajo;
- Total infraestructura (ductos e instalaciones);
- Total infraestructura en la región de influencia (25 km);
- Inversión total esperada
- Probabilidad de éxito geológico
- Valores mínimos y máximos de contraprestación al Estado;
- Densidad poblacional (R2.2 y 2.3), y
- Índice de Desarrollo Humano (R2.2 y 2.3).

Todas las variables consideradas en este análisis cuentan con valores numéricos.

Resultados

Los resultados de la regresión indican que en la cuarta convocatoria de la Ronda Uno, la “probabilidad de éxito geológico” es el principal indicador dado que este incrementa la regalía adicional de manera importante. La “probabilidad de éxito geológico” expresa la probabilidad de que exista una acumulación de hidrocarburos con base en probabilidad de existencia de los procesos y elementos de un sistema petrolero. Dicho éxito queda demostrado por medio de la perforación de pozos y la medición de flujo estabilizado. Así mismo, el “tipo de hidrocarburo” influye de manera positiva, al igual que el “Compromiso Mínimo de Trabajo” y la “inversión total esperada”, aunque estas dos últimas en menor medida. El porcentaje de “cobertura sísmica” y el “número de áreas adyacentes asignadas” (para esta ronda aún no había adjudicaciones) tienen un coeficiente negativo, aunque con un valor sumamente bajo.

Para aguas someras, el número de “áreas adyacentes adjudicadas y asignadas” es la variable más importante al resultar con el coeficiente más alto. Esta variable, junto con el “hidrocarburo principal” y el “porcentaje de cobertura sísmica”, influyen de manera proporcional en el valor de la regalía adicional. El “Compromiso Mínimo de Trabajo” y el “total de ductos e instalaciones en la región de influencia del área”, al aumentar su valor, reducen la regalía adicional recibida por el Estado, aunque solamente de forma marginal.

Finalmente, en áreas terrestres se concluye que para un hidrocarburo de mayor valor económico y un mayor “porcentaje de cobertura sísmica”, el resultado es una mayor regalía adicional para el Estado.

Mientras que la “superficie”, y el “número de áreas adyacentes asignadas o adjudicadas”, al ser mayores, reducen la regalía adicional, aunque en una proporción muy pequeña.

Limitantes del análisis de regresión

Si bien el análisis de regresión ha mostrado cierta relación de características de las áreas, los modelos de regresión requieren repetirse con los siguientes resultados de licitaciones a fin de ser mejorados. El ejercicio realizado con aguas someras resulta mucho más indicativo ya que toma resultados de la tercera ronda en su tipo. Además, para aguas someras se analizaron 15 áreas, mientras que para aguas profundas únicamente 10 áreas, lo cual reduce las probabilidades de una muestra significativa. No obstante, el análisis es meramente indicativo. Por otro lado, es preciso tomar en cuenta que a medida que el valor de regalía adicional/participación del Estado en la utilidad operativa tenga mayor o menor ponderación en la fórmula del valor ponderado de la oferta económica, la influencia de las variables será diferente en los resultados de la regresión.

Comentarios finales sobre el análisis de regresión

El análisis de regresión realizado para determinar las características del área que influyen en la regalía adicional ofertada por las empresas, demuestra que estadísticamente factores como el “recurso prospectivo”, “tamaño del área” y las “reservas 3P” no influyen de manera significativa en la regalía adicional/participación del Estado en la utilidad operativa ofertada por los licitantes. Otras variables, como la “inversión total esperada”, “el Compromiso Mínimo de Trabajo”, y la “infraestructura” tienen una influencia mínima. La mayor influencia está en el “tipo de hidrocarburo”, la “cobertura sísmica” (la “probabilidad de éxito geológico” en aguas profundas) y las “áreas adyacentes adjudicadas”. Estas tres variables son las más importantes para la adjudicación de un área contractual.

5.3.2. Características de las licitaciones mexicanas en el contexto internacional

A la fecha, a través de 7 procesos de licitación, se han adjudicado 69 contratos para exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres, aguas someras y profundas. En las gráficas 6, 7 8 y del Anexo 4 se muestra que de acuerdo al tipo de área cerca del 60% de la superficie de las áreas contractuales adjudicadas se encuentra en aguas profundas. Asimismo, de acuerdo a los recursos prospectivos adjudicados cerca del 72% corresponde a aceite ligero y superligero. Adicionalmente, se han adjudicado un mayor volumen de recursos prospectivos en la Ronda Uno que en la Ronda Dos, pero cabe recordar que aún queda por concluir la cuarta convocatoria de la Ronda Dos. En términos de superficie estas áreas representan cerca de 32,000 km² mientras que en cuanto a recursos prospectivos son cerca de 2,967 MMbpce como lo muestra la Tabla 20.

La licitación de estas áreas conlleva implicaciones en términos económicos. Por ejemplo, derivado de estas licitaciones se cuenta con 65 empresas, 33 de origen mexicano, desarrollando actividades e inversiones para la exploración y extracción de hidrocarburos. En total hay compromisos de trabajo para perforar un mínimo de 104 pozos en estas áreas, sin embargo, esta cifra podría cambiar cuando se hagan descubrimientos. Tal es el caso del bloque 7, licitado en la primera convocatoria de la Ronda Uno, en el cual julio de 2017 se descubrió un yacimiento con aceite ligero por medio del pozo Zama-1SON en aguas someras.

De esta forma se espera que dichas licitaciones tenga un impacto positivo al crear fuentes de empleo bien remuneradas, incrementar la producción nacional de hidrocarburos y elevar la tasa de restitución de reservas por encima de 100%.

Tabla 20: Resultados de la Ronda Uno y de las tres primeras licitaciones de la Ronda Dos en términos de la superficie, recursos y volúmenes remanentes para la extracción

Ronda	Licitación	Categoría	Superficie (km ²)	Recurso Prospectivo Identificado ¹ (MMbpce)	Número de campos	Volumen remanente aceite (MMb)	Volumen remanente gas (MMMpc)
Ronda 1	Primera	Aguas Someras	659	61	-	-	-
	Segunda	Aguas Someras	165	46	6	1,901	1,492
	Tercera	Terrestres	813	87	25	1,515	1,746
	Cuarta	Aguas Profundas	18,818	1,743	-	-	-
	Subtotal			20,456	1,937	31	3,416
Ronda 2	Primera	Aguas Someras	227	586	3	658	83
	Segunda	Terrestres	216	227	32	0	414
	Tercera	Terrestres	2,595	216	22	149	534
	Subtotal			11,361	1,030	57	807
Total			31,817	2,967	88	4,223	4,270

¹ Recurso prospectivo en probabilidad media ajustado por riesgo

La Tabla 21 muestra la evolución que han atravesado los procesos de licitación, lo cual ha incentivado la competencia entre las empresas promoviendo que ofrezcan los mayores beneficios para el Estado. Publicar la contraprestación mínima requerida por el Estado, establecer un valor máximo para dicha contraprestación, utilizar bonos de desempate, permitir un mayor tiempo para analizar la información del cuarto de datos y flexibilizar las reglas de participación han sido algunos de los cambios que se han hecho durante la Ronda Uno y Dos.

Estos cambios también se muestran en las gráficas 9, 10 y 11 del Anexo 4. Cada gráfica muestra los recursos prospectivos de las áreas licitadas, así como el valor de la regalía adicional/participación del estado en la utilidad operativa y el incremento en el programa mínimo de trabajo propuesto por el licitante ganador. Asimismo, se muestran los valores máximos y mínimos la regalía adicional/participación del estado en la utilidad operativa establecidos por la SHCP. Se puede apreciar que no existe una relación directa entre el volumen de recursos prospectivos y las oferta del licitante ganador.

En el Anexo 4 las Tablas 45 y 46 muestra cómo se comparan las licitaciones en México con otras en distintos países en el período 2015-2017. La superficie total licitada en México es comparable con la que se ha licitado en otros países como Canadá, Estados Unidos, Brasil y por debajo de Australia, Noruega y Marruecos. Por otro lado la Tabla 46 muestra la duración de los procesos de licitación que en promedio duran cerca de 10.5 meses. Cabe destacar que, durante este tiempo, desde el anuncio de la convocatoria hasta la presentación de ofertas se emplea para analizar la información del subsuelo y determinar si hay oportunidades exploratorias que puedan ser rentables. La cuarta convocatoria de la Ronda Uno y la primera de la Ronda Dos tuvieron 8 y 12 meses para este periodo respectivamente. Bajo estas comparaciones los tiempos establecidos en México están cerca del promedio mundial y permite tener licitaciones competidas y estándares a nivel internacional.

Tabla 21: Características generales de cada ronda de licitación realizada a la fecha.

Concepto	Ronda 1				Ronda 2		
	Licitación 1	Licitación 2	Licitación 3	Licitación 4	Licitación 1	Licitación 2	Licitación 3
Categoría	Aguas Someras	Aguas Someras	Terrestre	Aguas Profundas	Aguas Someras	Terrestre	Terrestre
Fecha de Licitación	15-jul-15	30-sep-15	15-dic-15	05-dic-16	19-jun-17	12-jul-17	12-jul-17
Áreas Contractuales	14	5	25	10	15	10	14
Áreas Adjudicadas	2	3	25	8	10	7	14
Licitantes Precalificados	25	14	51	15	36	9	19
Acceso a cuarto de datos	6 meses	7 meses	7 meses	12 meses	11 meses	11 meses	8 meses
regalía adicional/participación del estado en la utilidad operativa mínima publicada previo a licitación	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
regalía adicional/participación del estado en la utilidad operativa máxima establecida	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Bonos de desempate utilizados	No	No	No	No	Sí	Sí	Sí
Regla de participación	No se permitía participar de forma individual y consorcio.			Se permitió participar de manera individual y en consorcios			

5.3.3. Conclusión

El análisis de regresión lineal múltiple permitió identificar factores que han jugado un papel en la adjudicación de los contratos (por ejemplo; la información sísmica, cercanía a otras áreas adjudicadas y tipo de hidrocarburos) y otros que parecen no tener mucha relación con los resultados (por ejemplo; los recursos prospectivos y el tamaño del área). El hecho que el tamaño de los recursos prospectivos no tenga tanta relevancia se debe en cierta medida a que cada empresa interpreta la información geofísica y geológica de forma diferente y se tienen distintas consideraciones económicas también. Por su parte, el hecho que el tamaño del bloque no sea un factor decisivo en la oferta, nos reafirma que la estandarización es la forma de continuar.

Derivado de lo anterior, es de gran relevancia dedicar esfuerzos a la adquisición de información del subsuelo e incrementar las áreas consideradas en este Plan Quinquenal, especialmente aquellas adyacentes o cercanas a las que han sido adjudicadas anteriormente. A mayor calidad de información del subsuelo, la confianza de los potenciales inversionistas se incrementará. También resulta de suma importancia fomentar el desarrollo regional en las áreas asignadas y adjudicadas.

Asimismo, cabe destacar que una colaboración interinstitucional con la iniciativa privada ha permitido mejorar de forma continua las licitaciones en México. Actualmente el modelo es competitivo a nivel internacional, como se muestra en el Anexo 4, que indica el número de áreas asignadas y su respectiva superficie de 2015 a 2017 por país. No obstante, resulta importante destacar que el verdadero éxito de las licitaciones se verá reflejado conforme maduren los proyectos, se perforen un mayor número de pozos, se documenten reservas, y se contribuya a la plataforma de producción. El análisis de dicho impacto en el largo plazo se tendrá que hacer en futuras revisiones.

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

Con motivo de la evaluación 2017 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 estrategia 2017 del Plan Quinquenal publicado en marzo consideraba un volumen total de recursos de 90,271.1 MMbpce (42,680.9 MMbpce en recursos prospectivos y 47,590.2 MMbpce en volumen remanente¹⁴) distribuidos en una superficie de 239,007.3 km². Por su parte, el proceso de evaluación 2017 da como resultado un recurso total de 81,488.3 MMbpce¹⁵ (43,266.6 MMbpce en recursos prospectivos y 38,221.7 MMbpce en volumen remanente), en una superficie de 262,407.9 km².

Lo anterior equivale a una disminución de 8,782.8 MMbpce en recursos totales y un incremento de 23,400.7 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 y la Ronda Dos (primera, segunda y tercera convocatorias); 2) La evaluación anual de reservas al 1 de enero de 2017 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); 4) Las áreas aprobadas para convocatorias de licitación en asociación con PEMEX; y 5) 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 Hidrocarburos¹⁶.

El Plan Quinquenal establece cuatro categorías de licitación para áreas de exploración y extracción a ejecutarse hacia 2019, [Tabla 22] que en la evaluación 2017 comprenden un volumen original remanente de 38,221.7 MMbpce y un volumen de recursos prospectivos convencionales y no convencionales de 43,266.6 MMbpce.

Tabla 22. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

	Recursos prospectivos/remanentes y superficie	Plan Quinquenal Estrategia 2017	Plan Quinquenal Evaluación 2017	Diferencia (%)
Total	Recursos Prospectivos (MMbpce)	42,680.9	43,266.6	1.3
	Volumen Remanente (MMbpce)	47,590.2	38,221.7	-19.7

¹⁴ Para efectos de cálculo de petróleo crudo equivalente, consideró 5.201 millares de pies cúbicos por cada barril de petróleo crudo equivalente.

¹⁵ Para efectos de cálculo de petróleo crudo equivalente, la evaluación 2017 del Plan Quinquenal ahora considera 5 millares de pies cúbicos por cada barril de petróleo crudo equivalente.

¹⁶ Información sobre las cinco Zonas de Salvaguarda disponible en <http://base.energia.gob.mx/SIEEH/ZonasSalvaguadas/>

Superficie (km ²)	239,007.3	262,408	8.9
-------------------------------	-----------	---------	-----

La nueva configuración de las áreas de licitación del Plan Quinquenal posee un enfoque de exploración en las áreas para licitar, con 12,361.2 MMbpce en recursos prospectivos convencionales y 30,905.4 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 173 campos petroleros: 36 se ubican en áreas para la exploración y extracción de recursos convencionales y 63 en áreas para la exploración y extracción de recursos no convencionales. Los 74 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 38,221.7 MMbpce.

Con motivo del principio de estandarización por categorías en el Plan Quinquenal, la configuración de áreas de licitación resultante de la evaluación 2017 ofrece 536 áreas, de los cuáles se tienen 351 para la clasificación de recursos convencionales y 185 para la clasificación de recursos no convencionales. El Plan Quinquenal considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 470 áreas, mientras que las 66 restantes, como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos.

Tabla 23. 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	Área Perdido	27	36,410.9	1,661.6	0.0	1,661.6	0	0.0
	Cordilleras Mexicanas	45	59,681.1	4,111.9	0.0	4,112	0	0.0
	Cuenca Salina	40	47,276.7	2,666.6	0.0	2,666.6	4	520.2
Aguas someras	Burgos Somero	47	21,873.4	1,303.2	0.0	1,303.2	0	0.0
	Tampico-Misantla-Veracruz	21	15,700.4	1,350.4	0.0	1,350.4	5	193.8
	Cuenca Salina	2	34.5	0.0	0.0	0.0	2	3.0
	Cuencas del Sureste Somero	42	5,550.2	178.6	0.0	178.6	37	17,740.1
Terrestre convencional	Sabinas-Burgos	32	7,054.8	207.2	0.0	207.2	25	101.2
	Tampico-Misantla	13	2,134.8	5.6	0.0	5.6	6	17.3
	Veracruz	30	5,145.3	157.4	0.0	157.4	7	47.1
	Cuencas del Sureste-Chiapas	52	8,463.5	327.3	0.0	327.3	22	760.3
Terrestre no convencional	Sabinas	35	10,626.9	5.9	1,098.0	1,103.9	0	0.0
	Sabinas-Burgos	70	20,082.2	205.9	7,942.9	8,148.8	38	480.5
	Tampico-Misantla	80	22,373.2	179.5	21,864.5	22,043.9	27	18,358.2
Total		536	262,407.9	12,361.2	30,905.4	43,266.6	173	38,221.7

Para el diseño de las 470 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 24. Superficie promedio de las áreas a licitar para la exploración y extracción*, por categoría

Categoría	Sector	Tamaño promedio (km²)	Promedio por Categoría (km²)	Total de áreas	Superficie Total (km²)
Aguas profundas	Área Perdido	1,300	1,314	108	143,266
	Cordilleras Mexicanas	1,326			
	Cuenca Salina	1,310			
Aguas someras	Burgos Somero	465	561	75	42,124
	Cuencas del Sureste Somero	650			
	Tampico-Misantla-Veracruz	748			
Terrestres convencionales	Cuencas del Sureste-Chiapas	218	213	104	22,152
	Sabinas-Burgos	224			
	Tampico-Misantla	191			
	Veracruz	202			
Terrestres no convencionales	Sabinas-Burgos	287	288	183	52,604
	Tampico-Misantla	281			
	Sabinas	304			

*No se contabilizan las 66 áreas en las que por excepción, se prevé únicamente la extracción de hidrocarburos.

Tabla 25. Recursos y superficie del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos

Categoría	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen original remanente (MMbpce)	Superficie (km²)
Aguas profundas	8,440.3	520.2	143,368.6
Aguas someras	2,832.2	17,936.9	43,158.5
Terrestres convencionales	697.5	925.9	22,798.5
Terrestres no convencionales	31,296.6	18,838.7	53,082.4
Total	43,266.6	38,221.7	262,407.9

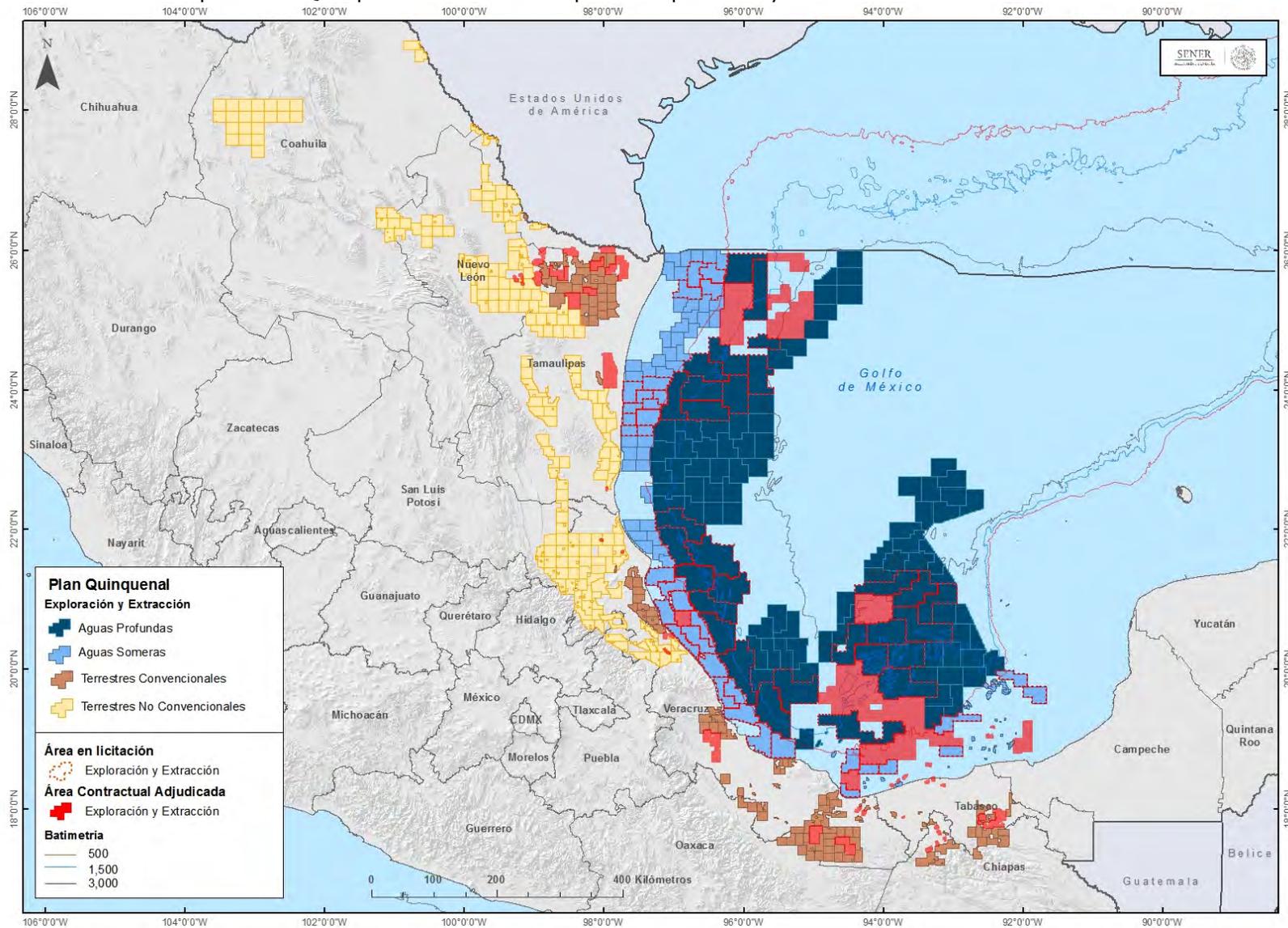
A continuación se presenta información detallada sobre las áreas que se seleccionarán para licitar, iniciando por aquellas con la columna geológica completa para la exploración y extracción y, posteriormente, las que tienen restricciones en profundidad para la extracción de hidrocarburos.

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 4.

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



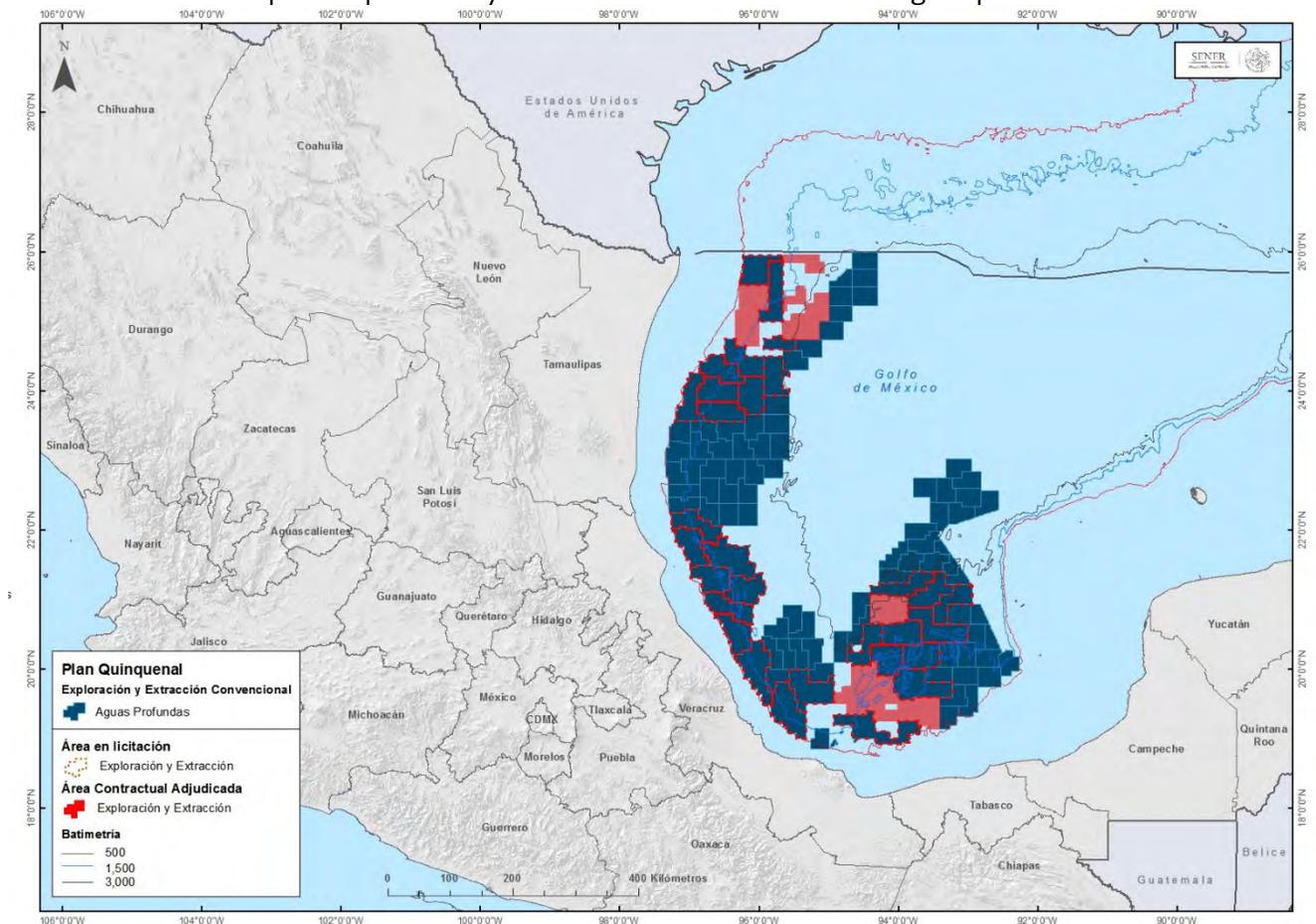
6.1.1. Aguas profundas

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche [Mapa 5]. Las áreas se localizan principalmente en las regiones Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo [Mapa 5]. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,440.3 MMbpce y una superficie de 143,266.0 km².

Tabla 26. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas

Sector	Volumen prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Área Perdido	1,661.6	36,410.9	27
Cordilleras Mexicanas	4,111.9	59,681.1	45
Cuenca Salina del Istmo	2,666.6	47,174.3	36
Total	8,440.3	143,266.3	108

Mapa 5. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas



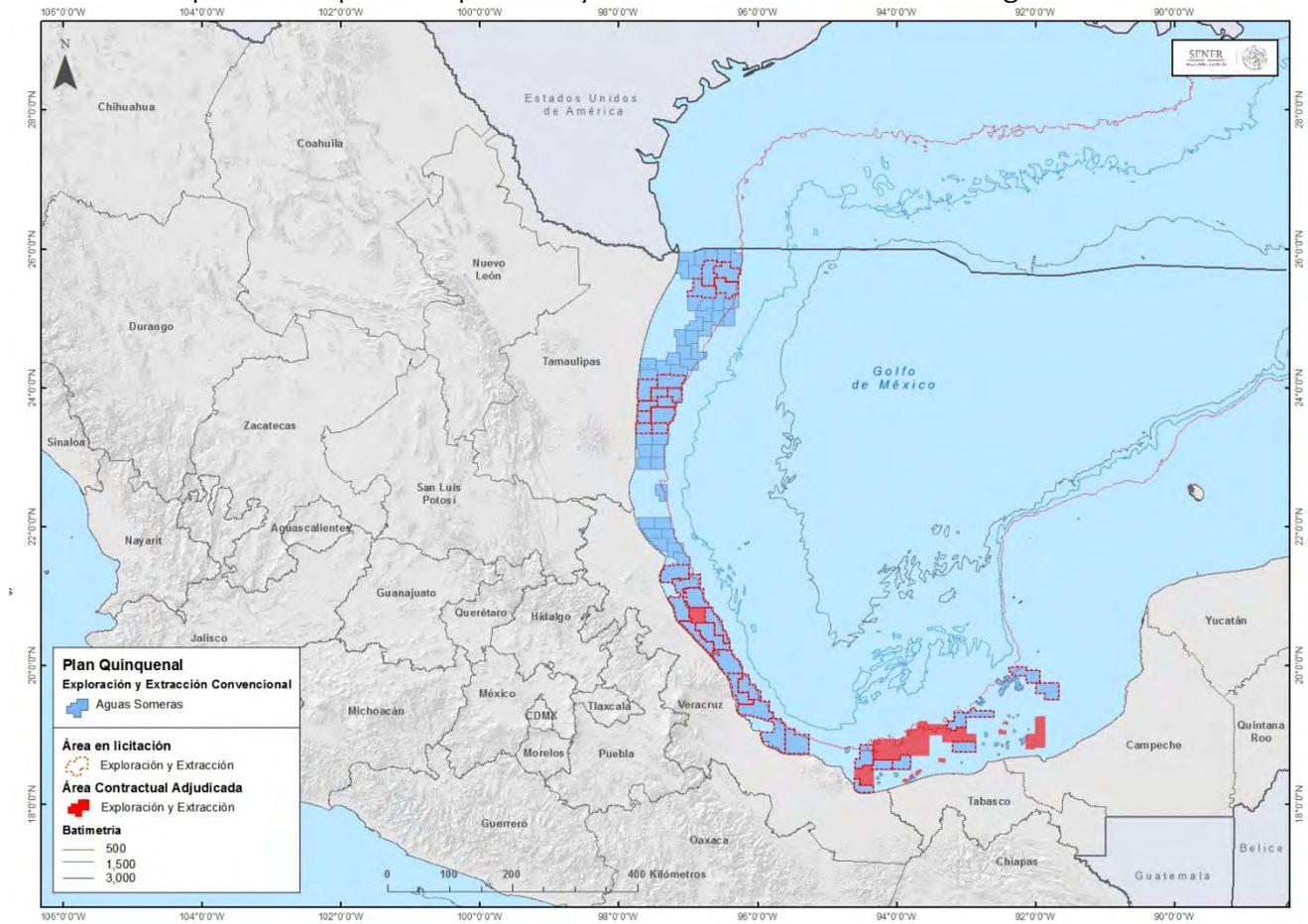
6.1.2. Aguas someras

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras acumulan un recurso prospectivo estimado de 2,832.2 MMbpce y volumen original remanente por 290.0 MMbpce, en una superficie de 42,123.7 km² [Tabla 27]. Estas áreas son adyacentes a campos con descubrimientos comerciales, por lo que se espera que la actividad petrolera de exploración determine la continuidad de los plays probados y la viabilidad comercial de algunos plays que a la fecha se consideran como hipotéticos.

Tabla 27. Exploración de hidrocarburos en aguas someras

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Burgos Somero	1,303.2	-	21,873.4	47
Tampico-Misantla-Veracruz	1,350.4	193.8	15,700.4	21
Cuencas del Sureste Somero	178.6	96.2	4,549.9	7
Total	2,832.2	290.0	42,123.7	75

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



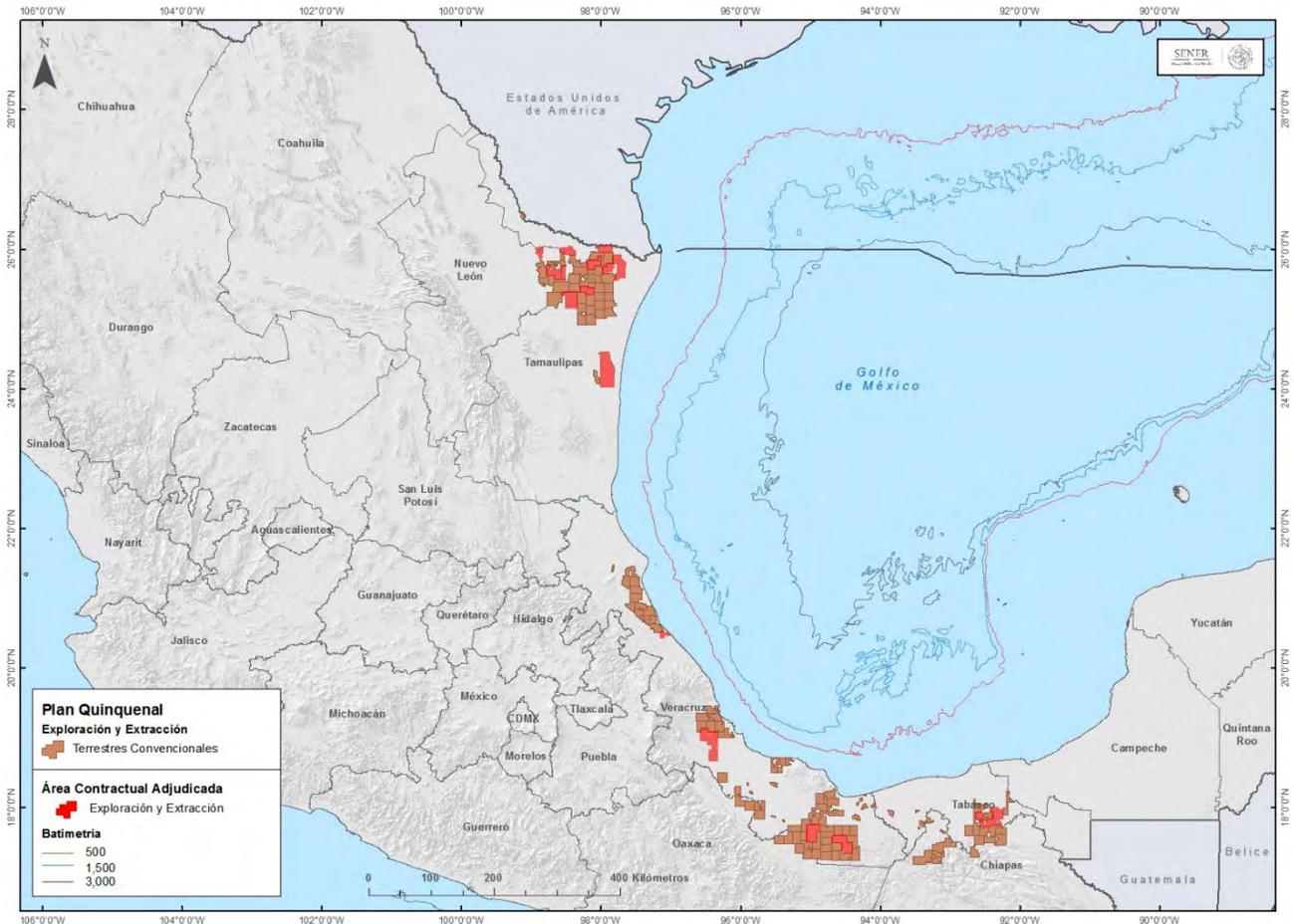
6.1.3. Áreas terrestres convencionales

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales [Mapa 7], el recurso prospectivo estimado es de 697.5 MMbpce y el volumen remanente en sitio por 90.5 MMbpce, en una superficie de 22,152.0 km² [Tabla 28].

Tabla 28. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas-Burgos	207.2	49.4	6934.2	31
Tampico-Misantla	5.6	8.6	2,100.1	11
Veracruz	157.4	32.3	5,055.3	25
Cuencas del Sureste-Chiapas	327.3	0.2	8,062.5	37
Total	697.5	90.5	22,152.0	104

Mapa 7. 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 52,604.3 km² [Tabla 29]. La integración de áreas con la columna geológica completa conlleva a que estas áreas contengan recursos prospectivos convencionales estimados en 391.2 MMbpce además de los recursos no convencionales por 30,905.4 MMbpce, e inclusive, volumen remanente de campos por 13,859.8 MMbpce. Estas áreas se encuentran distribuidas en Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla [Mapa 8].

La definición de esta categoría parte de la integración de las regiones con mayor prospectividad de recursos en lutitas con las áreas de recursos en Chicontepec. Las áreas de recursos no convencionales se encuentran diseñadas con base en la información geológica, geofísica y geoquímica disponible para delimitar aquellas zonas con mayores espesores y mayor contenido orgánico total 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.

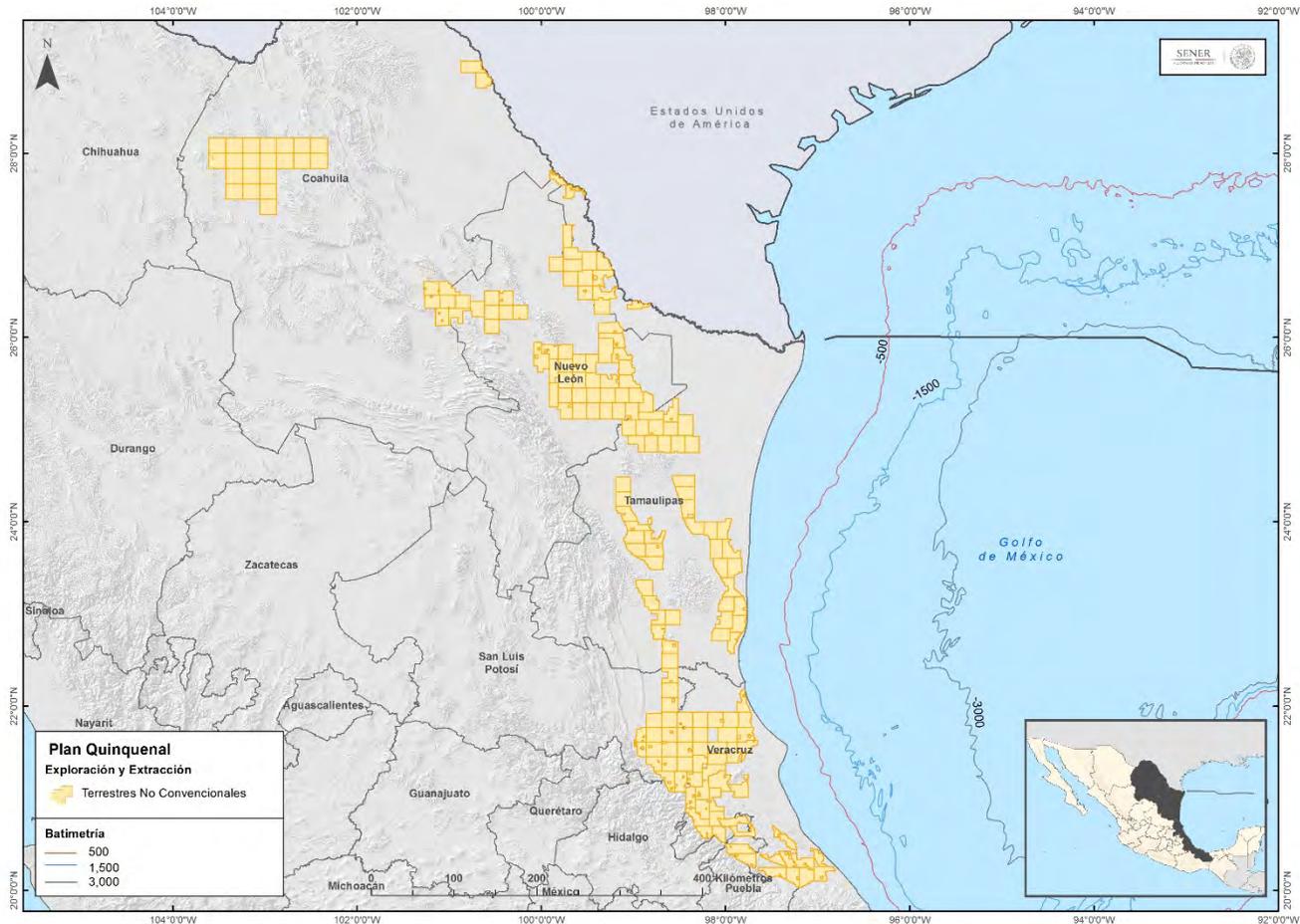
A partir de las evaluaciones del potencial se concluye que los recursos no convencionales se distribuyen en las provincias petroleras de Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Asimismo, se han identificado las formaciones Pimienta y la Casita del Jurásico Superior y Agua Nueva del Cretácico como 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, y en esta evaluación se adiciona una zona de recursos de gas no convencional en la provincia de Sabinas con la intención de propiciar la evaluación del potencial en esta región.

Tabla 29. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas	1,103.9	-	10,626.9	35
Sabinas-Burgos	8,148.8	480.5	20,082.2	70
Tampico-Misantla	22,043.9	13,379.3	21,895.1	78
Total	31,296.6	14,240.3	52,604.3	183

Mapa 8. 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 74 campos para la extracción en 66 áreas de licitación, 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

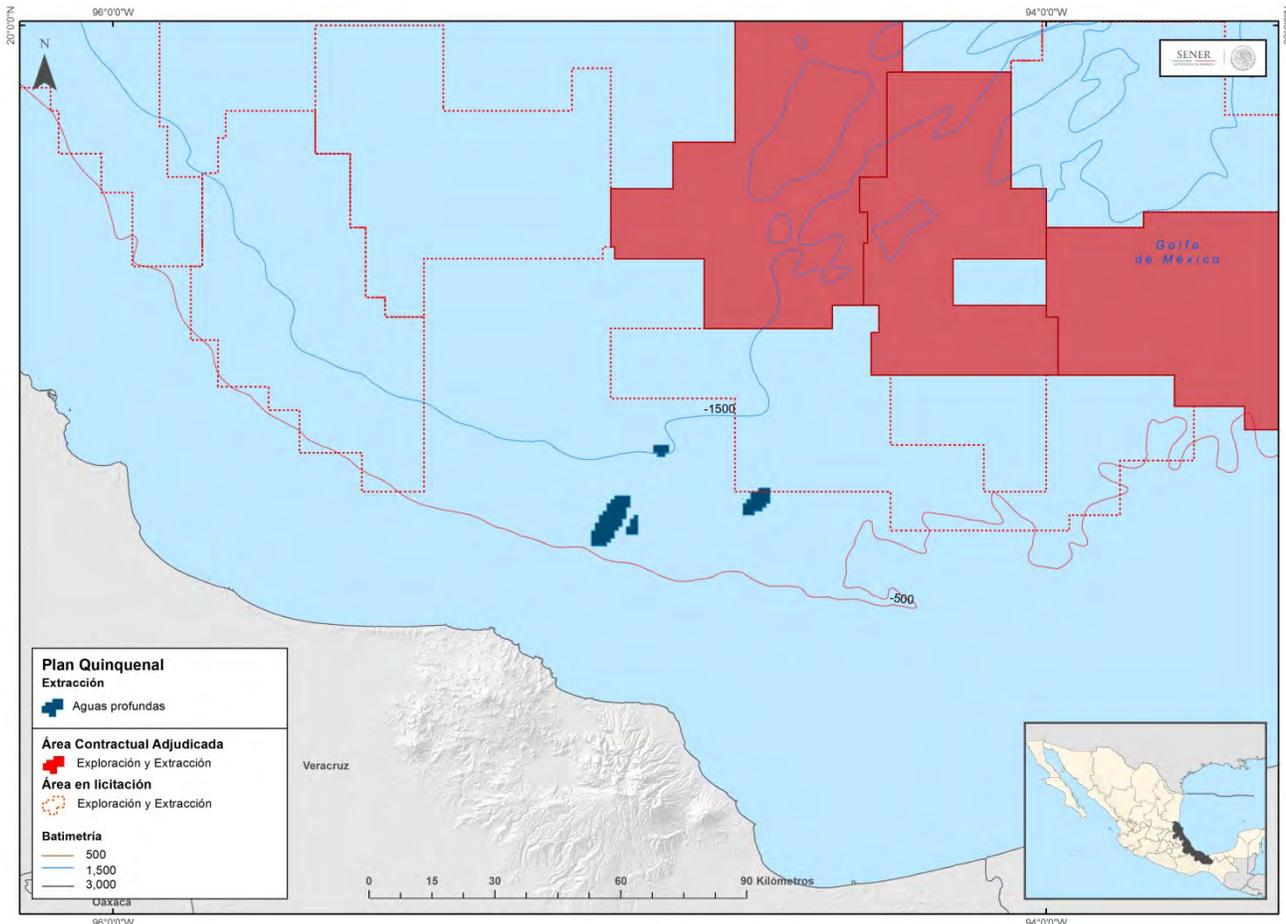
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas profundas se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa y cuentan con un volumen en sitio de 520.2 MMbpce y con una superficie aproximada de 102.3 km² [Tabla 30].

Tabla 30. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

Sector	Campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Cuenca Salina del Istmo	4	520.2	102.3
Total	4	520.2	102.3

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

Mapa 9. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas



6.2.2. Aguas someras

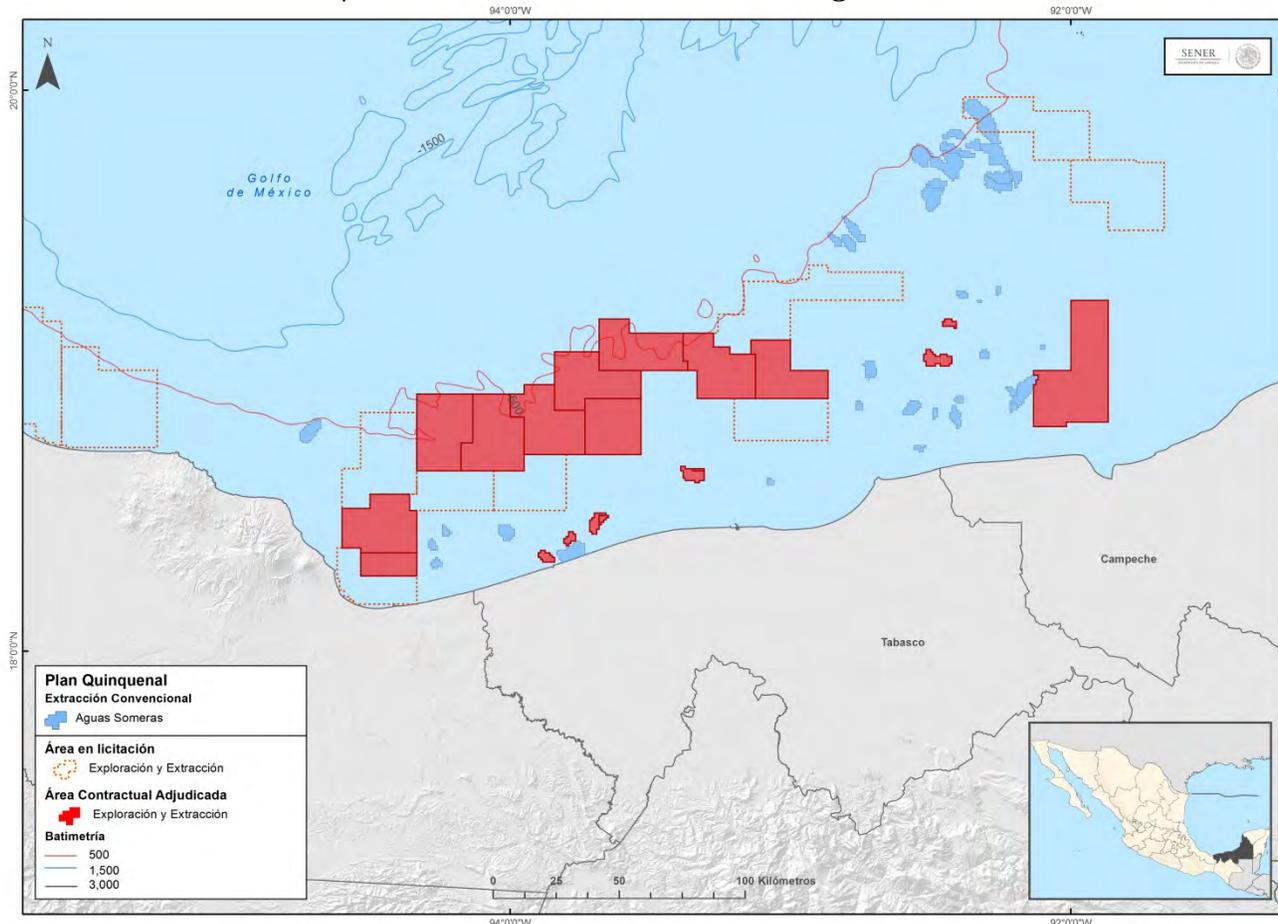
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas someras tienen tirantes de agua inferior a 500 metros [Tabla 31], poseen recursos de aceite medio a superligero con gas asociado y se estima que el volumen remanente en sitio es de 17,646.9 MMbpce. La superficie a licitar es de aproximadamente 1,034.7 km².

Tabla 31. Extracción de hidrocarburos en aguas someras

Sector	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Cuencas del Sureste Somero	35	17,643.9	1,000.3
Cuenca Salina	2	3.0	34.5
Total general	37	17,646.9	1,034.7

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

Mapa 10. Extracción de hidrocarburos en aguas someras



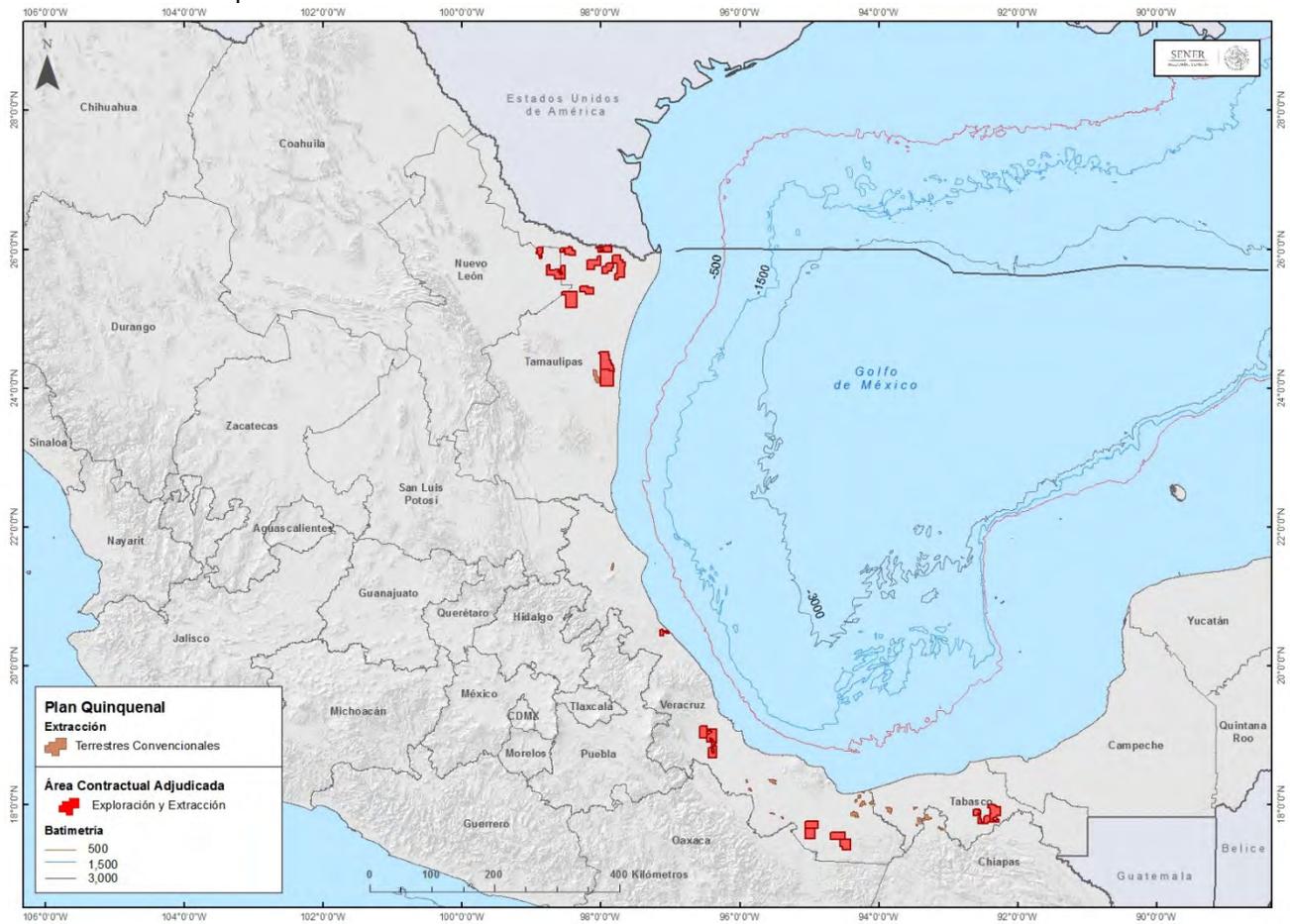
6.2.3. Áreas terrestres convencionales

Los campos para la extracción de hidrocarburos terrestres se ubican en las entidades federativas de Chiapas, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz [Mapa 11]. Estos campos poseen un volumen remanente en sitio de 835.4 MMbpce y una superficie aproximada de 646.4 km² [Tabla 32].

Tabla 32. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

Sector	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Sabinas-Burgos	1	51.8	120.6
Tampico-Misantla	2	8.7	34.8
Veracruz	5	14.8	90.0
Cuencas del Sureste-Chiapas	15	760.1	401.0
Total general	23	835.4	646.4

Mapa 11. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales



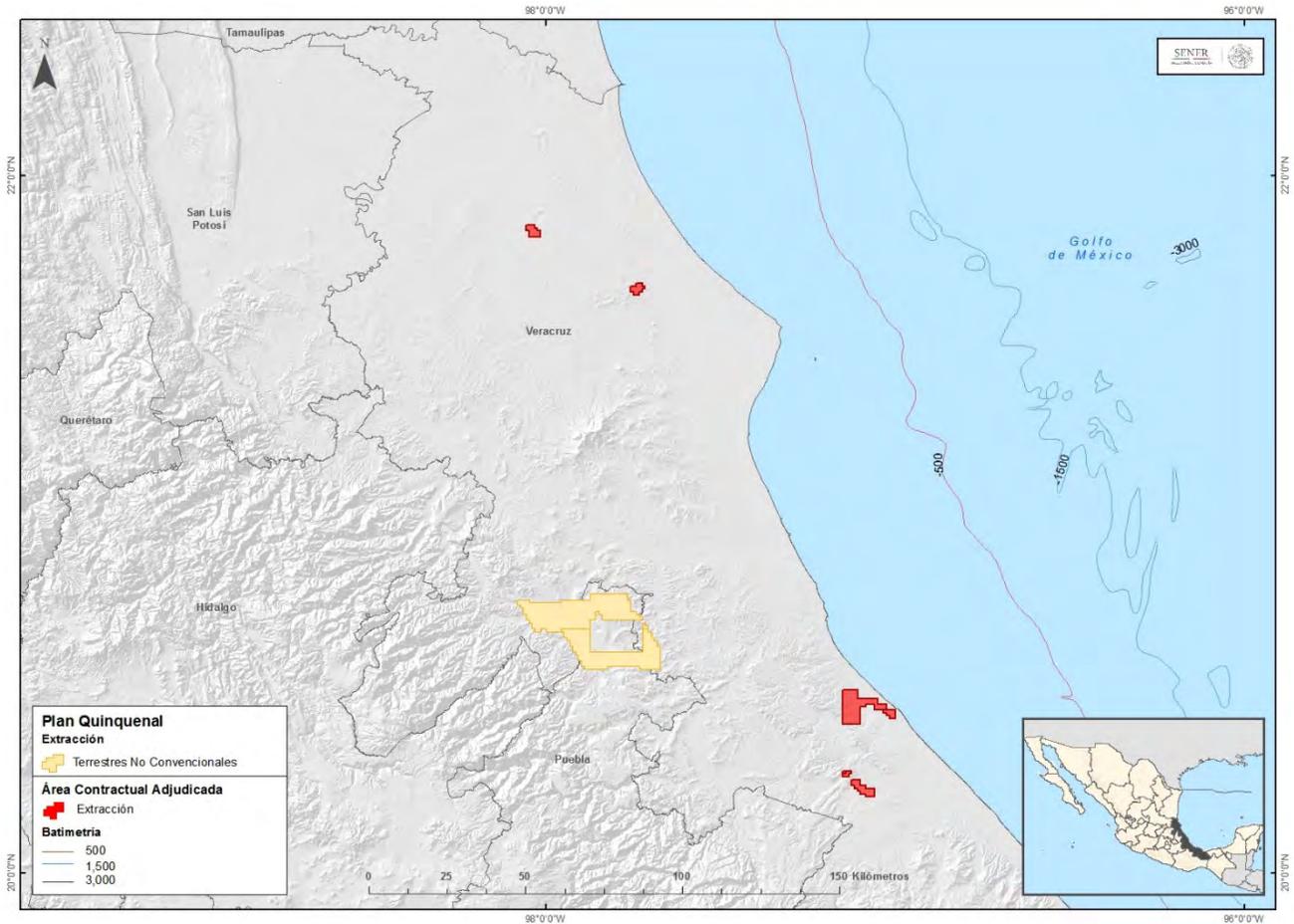
6.2.4. Áreas terrestres no convencionales

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 12]. Los recursos petroleros de estos campos conjuntan un volumen remanente de 4988.1 MMbpcpe en una superficie de 478.1 km² [Tabla 33].

Tabla 33: Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

Provincia	Áreas (campos)	Volumen remanente (MMbpcpe)	Superficie (km ²)
Tampico-Misantla	2	4,978.9	478.1
Total	2	4,978.9	478.1

Mapa 12. 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 7,540.9 km² para la exploración y extracción de recursos no convencionales con un recurso prospectivo de 126.9 MMbpc [Tabla 34].

Tabla 34: Áreas en Coahuila

Actividad Petrolera	Volumen total de recursos (MMbpc)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de recursos no convencionales	126.9	7,540.9
Total	126.9	7,540.9

En Tamaulipas se localiza una superficie de licitación de 17,628.4 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 8,761.8 MMbpce y el volumen remanente en 248.1 MMbpce [Tabla 35].

Tabla 35: 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	8,958.1	17,507.8
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	51.8	120.6
Total		9,009.9	17,628.4

En Nuevo León se localizan 12,484.4 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 4,233.9 MMbpce en recursos prospectivos y 290.5 MMbpce en volumen remanente [Tabla 36].

Tabla 36. 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	4,524.4	12,484.4
Total		4,524.4	12,484.4

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 37].

Tabla 37. 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 264.6 km² de superficie para licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 349.8 MMbpce en recursos prospectivos y 0.4 MMbpce en volumen remanente [Tabla 38].

Tabla 38. Áreas en Hidalgo

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre no convencional	350.2	264.6
Total		350.2	264.6

En Puebla se localizan 5.6 km² de superficie para licitación para la extracción de hidrocarburos, con 8.6 MMbpce en volumen remanente [Tabla 39].

Tabla 39. 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 16,597.8 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 7,010.1 MMbpce y el volumen remanente en 9,997.0 MMbpce [Tabla 40].

Tabla 40. 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	16,815.0	16,306.2
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	192.2	291.6
Total general		17,007.1	16,597.8

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 41].

Tabla 41. 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 1,850.8 km² para efectuar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 53.9 MMbpce y el volumen remanente en 294.9 MMbpce [Tabla 42].

Tabla 42. Áreas en Tabasco

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	54.1	1,734.4
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	294.9	116.4
Total general		349.0	1,850.8

En Chiapas se localiza una superficie de licitación de 651.0 km² para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 93.4 MMbpce y el volumen remanente en 199.5 MMbpce [Tabla 43].

Tabla 43. Áreas en Chiapas

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	93.4	623.3
Extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	199.5	27.7
Total general		292.8	651.0

En las Aguas Territoriales, la superficie de licitación asciende a 186,527.1 km², para realizar exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 11,272.5 MMbpce en recursos prospectivos y de 290 MMbpce en volumen remanente, así como la extracción de hidrocarburos de 41 campos con un volumen remanente por 18,167.1 MMbpce [Tabla 44].

Tabla 44. 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	11,562.4	185,390.0
Extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	18,167.1	1,137.1
Total general		29,729.6	186,527.1

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 9,313.6 MMbpce y volumen remanente por 8,725.4 MMbpce, en una superficie de 16,280.9 km² [Tabla 45].

Tabla 45. 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	127	1,133.0
Coahuila, Nuevo León	330.8	1,067.9
Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas	165.2	301.0
Hidalgo, Puebla, Veracruz	283.1	309.6
Hidalgo, San Luís Potosí	669.7	579.4
Hidalgo, San Luís Potosí, Veracruz	412.1	300.2
Hidalgo, Veracruz	5,975.3	1,973.9
Nuevo León, Tamaulipas	1,203.7	4,843.7
Oaxaca, Veracruz	45.2	2,252.4
Puebla, Veracruz	1,047.9	1,188.9
San Luis Potosí, Tamaulipas, Veracruz	175.6	247.0
San Luís Potosí, Veracruz	2,536.7	2,084.0
Total general	12,971.7	16,280.9

Chiapas, Puebla, Tabasco y Veracruz cuentan con campos para la extracción de volumen remanente compartido entre dos o más entidades federativas. Se identifican 5 campos compartidos que poseen un volumen remanente por 5,067.3 MMbpce, en una superficie de 562.7 km² [Tabla 46].

Tabla 46. Campos para la extracción de volumen remanente, compartidos entre dos o más entidades federativas.

Entidades federativas que comparten áreas de extracción	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Chiapas, Tabasco	74.3	57.0
Puebla, Veracruz	4,978.9	478.1
Tabasco, Veracruz	14.1	27.6
Total general	5,067.3	562.7

ANEXO 1. Información de reservas y volumen remanente por campo y entidad federativa (al 1 de enero de 2017)

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
1	Abkatún	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	28.0	6.8	110.2	202.3	3,602.4
2	Acachu	Tabasco	Terrestre	Gas	-	1.3	1.3	1.3	4.6
3	Acagual	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
4	Acahual	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.5
5	Acuatempa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	1.0	2.2	2.2	79.5
6	Acuyo	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.0	0.0	0.0	11.4
7	Adolfo López Mateos	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.0	0.0	0.0	1.2
8	Agami	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
9	Ágata	Veracruz	Terrestre	Gas	35.0	0.0	0.0	0.0	23.2
10	Agave	Tabasco	Terrestre	Gas	34.5	3.1	3.1	3.1	322.5
11	Agua Blanca	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
12	Agua Fría	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24.0	50.5	184.7	224.4	1,632.3
13	Agua Nacida	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	6.2	80.2	103.3	1,767.0
14	Aguacate	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	15.0	1.0	3.0	5.9	26.6
15	Ahuatepec	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	1.8	26.7	109.3	2,194.9
16	Akal	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	18.7	822.4	2,120.1	3,044.4	19,128.8
17	Akpul	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	-	6.3	20.4	44.7	54.6
18	Alak	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	14.0	0.0	42.3	50.9	278.1
19	Alambra	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.8
20	Alameda	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	10.0	0.0	0.0	3.8	26.0
21	Álamo San Isidro	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.5	0.3	0.4	0.8	151.5
22	Alazán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	16.0	0.2	0.2	0.2	52.4
23	Alcaraván	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
24	Algodonero	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.3
25	Aljibe	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
26	Almendo	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.6	1.3	1.3	3.8
27	Alondra	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	18.7
28	Altamira	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	6.1	7.8	15.3	222.2
29	Alux	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	28.0	3.6	15.9	32.4	108.3
30	Amatista	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
31	Amatitlán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	43.0	3.2	47.3	269.9	4,835.7
32	Ambos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8
33	Anáhuac	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.6	0.6	1.1	117.8
34	Angostura	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	15.0	0.4	0.7	0.7	284.0
35	Anguilas	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.6	0.6	0.6	0.9
36	Anhérido	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.1	0.3	0.3	207.0
37	Anona	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
38	Antiguo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	1.3
39	Apertura	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	10.4
40	Aquiles	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
41	Árabe	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.5	0.5	3.3
42	Aragón	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	1.8	28.3	87.6	1,856.9
43	Aral	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	2.1
44	Arcabuz	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	5.0	7.5	10.4	65.9
45	Arcos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	3.3	6.5	7.6	55.1
46	Arenque	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	28.0	50.1	57.8	57.8	1,374.3
47	Aris	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	1.5
48	Arquimia	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	23.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
49	Arrecife Medio	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	2.8
50	Arroyo Blanco	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	0.0	18.0
51	Arroyo Prieto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31.6	2.0	2.3	3.0	33.2
52	Arroyo Viejo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	25.0	0.0	0.0	0.0	1.7
53	Arroyo Zanapa	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.0	0.4	0.4	0.4	74.3
54	Artesa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	27.5	3.2	3.2	3.2	181.3
55	Artimón	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	5.7
56	Atajo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.1	0.6
57	Atlapexco	Hidalgo	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.2
58	Atún	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	2.4	5.6	7.2	395.8
59	Aventurero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
60	Axón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.5
61	Ayapa	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	0.5	0.5	0.5	22.4
62	Ayatsil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	10.0	639.5	1,199.1	1,534.0	4,354.6
63	Ayín	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	23.5	38.8	96.7	218.0	775.4
64	Ayocote	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.5	14.4	16.9	16.9	41.4
65	Azabache	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
66	Azor	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.3
67	Azúcar	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
68	Bacab	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	16.0	12.8	62.0	77.4	748.4
69	Bacal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	2.3	2.4	2.4	148.3
70	Bagre	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	2.9	7.4	7.4	190.3
71	Baksha	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	9.0	0.0	43.1	43.1	461.9
72	Balam	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.0	87.8	325.8	325.8	1,041.9
73	Barajas	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
74	Barrilete	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.1	0.4	2.7
75	Barunda	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.8
76	Batab	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	33.0	8.9	8.9	8.9	257.6
77	Bato	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.0
78	Batsil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.0	7.2	26.9	79.8	346.8
79	Bayo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	5.1
80	Bedel	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.7	11.3	20.8	26.4	237.2
81	Bejuco	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24.0	0.0	0.0	0.0	1.2
82	Bellota	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	24.7	24.7	29.1	540.5
83	Bitzal	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.4	1.2	1.2	2.8
84	Blanquita	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
85	Blasillo	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	10.4	10.7	10.7	253.4
86	Boca de Lima	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	14.0	0.0	0.0	0.0	2.0
87	Boca del Toro	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	0.5
88	Bocaxa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.7	1.3	1.3	4.4
89	Bolontikú	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	35.0	7.7	7.7	7.7	453.9
90	Bonanza	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.1	3.5
91	Bragado	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.5
92	Brasil	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	28.2
93	Bricol	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	37.5	8.2	12.9	19.7	516.3
94	Brillante	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	0.3	0.3	0.3	34.6
95	Buena Suerte	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	13.0
96	Bugambilia	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	42.0	0.0	0.0	0.0	0.6
97	Caan	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	37.0	8.8	8.8	8.8	789.6
98	Caballero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
99	Cabellal	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.0	0.0	0.0	0.3
100	Cabeza	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.5	2.9	5.4	14.0
101	Cabo Nuevo	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	15.0	0.0	0.0	0.0	14.6
102	Cabo Rojo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.0	0.0	0.0	0.2
103	Cacahuatengo	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	42.0	1.4	31.3	83.9	2,121.7
104	Cacahuatengo PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.0	0.0	0.0	2.1
105	Cacalilao	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	12.5	15.7	17.4	5,293.6
106	Cachas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
107	Cacho López	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	0.0	14.4
108	Cactus	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	4.5	4.5	4.5	1,015.7
109	Cadena	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
110	Cafeto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	53.4	0.2	0.2	0.2	30.5
111	Calabaza	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.9	1.9	1.9	8.6
112	Cali	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	3.2	4.0	4.2	9.2
113	Camaitlán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.3
114	Camargo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.4
115	Candelaria	Hidalgo	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.4
116	Candelilla Noralta	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.5
117	Cangrejo	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	0.0	0.0	0.0	0.3
118	Cantemoc	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	1.6	1.6	7.7
119	Cañón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	11.3	2.0	2.4	3.8	37.9
120	Cañón Oriental	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
121	Caparroso-Pijije-Escuintle	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	42.0	20.1	20.1	20.1	1,031.0
122	Capitán	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
123	Caracolillo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29.0	0.0	0.0	0.0	33.1

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
124	Caravana	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8
125	Cárdenas	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	22.9	54.1	55.2	1,161.2
126	Cardo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	0.0	0.0	0.0	24.2
127	Cardona	Hidalgo	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.0
128	Caristay	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	17.0	0.0	0.0	0.0	0.3
129	Carlos	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	1.0	2.9	10.1
130	Carlota	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
131	Carmito	Chiapas	Terrestre	Gas	39.0	0.6	0.6	0.6	83.8
132	Caronte	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
133	Carpa	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.3	0.3	0.3	73.9
134	Carretón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.8	0.8	1.5
135	Carrizo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	15.5	0.0	5.6	52.8	304.6
136	Casa Roja	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.9	2.0	2.0	3.8
137	Casta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.4	0.7
138	Castarrical	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	2.8	2.8	2.8	176.7
139	Castell	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.1
140	Castillo de Teayo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.1	0.1	0.1	15.6
141	Catarrín	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
142	Cauchy	Veracruz	Terrestre	Gas	-	18.6	18.6	18.6	31.4
143	Caudaloso	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.3	6.7
144	Céfiro	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.6	1.6	1.6	135.8
145	Cehualaca	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.2
146	Centurión	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	0.0	0.0	0.0	0.8
147	Cerro del Carbón	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.0	0.3	1.0	1.5	45.3
148	Cerro Nanchital	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.7	0.7	0.7	48.2

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
149	Cerro Viejo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	0.4	0.7	1.0	69.4
150	Cervelo	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	1.6
151	Chac	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.5	7.5	7.5	13.5	399.9
152	Chalupa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.4	2.0
153	Chancarro	Veracruz	Terrestre	Gas	-	1.5	1.5	1.5	5.0
154	Chapabil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	10.0	0.0	15.9	153.1	1,066.1
155	Chapul	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.7	2.9	4.7	11.7
156	Ché	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	57.0	3.1	3.1	3.1	50.3
157	Cheek	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	31.0	7.5	43.5	43.5	124.9
158	Chiapas-Copanó	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Gas	44.0	5.6	5.6	5.6	342.8
159	Chichimantla	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.1	0.2	0.5	11.6
160	Chiconcoa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	17.0	0.0	0.0	0.0	0.7
161	Chicontepec	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	0.0	0.3
162	Chilapilla	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.7	1.5	1.5	17.2
163	Chimolar	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.2
164	China	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.2	0.2	2.7
165	Chinchorro	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	29.1	29.1	29.1	275.5
166	Chintul	Chiapas	Terrestre	Gas	37.0	0.0	5.5	12.8	25.6
167	Chipilín	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.0	0.7	0.7	0.7	72.5
168	Chirimoyo	Chiapas	Terrestre	Gas	52.0	0.0	0.0	0.0	45.5
169	Chuc	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	30.7	29.9	29.9	39.3	1,362.4
170	Chucla	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	76.2
171	Chuhuk	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	39.0	10.8	10.8	10.8	124.8
172	Chukua	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	-	8.1	27.2	27.2	35.7
173	Cinco Presidentes	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	30.3	19.8	25.7	26.5	825.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
174	Citam	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	30.0	2.3	2.3	32.8	97.6
175	Clavel	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
176	Coapa	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
177	Coapechaca	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	66.6	149.7	178.4	1,084.4
178	Coapechaca PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.2
179	Cobo	Tabasco	Terrestre	Gas	-	2.9	4.4	4.4	18.4
180	Cobra	Tabasco	Terrestre	Gas	42.0	0.0	8.1	8.1	60.1
181	Cocuite	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	26.8
182	Comitas	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	6.9	13.7	19.0	30.2
183	Comoapa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	2.3	2.3	2.3	150.9
184	Concepción	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	47.0
185	Conquistador	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	4.5
186	Copal	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	0.1	0.1	0.1	7.4
187	Cópite	Veracruz	Terrestre	Gas	18.3	0.8	0.8	0.8	28.5
188	Corcovado	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	4.0	4.6	5.1	129.3
189	Corindón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	2.2	5.3	8.2	22.4
190	Corralillo	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	104.1	334.6	512.0	1,826.7
191	Corzos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
192	Costero	Tabasco	Terrestre	Gas	44.0	44.0	49.9	49.9	147.8
193	Cougar	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	2.5
194	Coyol	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	8.1	105.6	360.9	4,229.4
195	Coyotes	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	61.2	176.1	212.3	1,616.4
196	Coyula	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	8.5	72.8	99.5	952.4
197	Coyula PR	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	42.0	0.0	0.0	0.0	0.3

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
198	Cráter	Tabasco	Terrestre	Gas	43.0	1.2	1.2	1.2	39.0
199	Crisol	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0
200	Cruz	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
201	Cuatajapa	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.0	0.0	0.0	0.0	1.1
202	Cuatro Milpas	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.4	2.3	2.7	11.7
203	Cucaña	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.8	1.5	1.6	5.3
204	Cuervito	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	34.6	43.2	50.0	70.8
205	Cuitláhuac	Tamaulipas	Terrestre	Gas	25.0	22.3	38.3	46.6	96.5
206	Culebra	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	3.1	4.8	6.0	87.8
207	Cunduacán	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38.0	91.1	91.1	91.1	1,487.2
208	Cuneta	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
209	Cupache	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	0.9	0.9	0.9	6.5
210	Cúpula	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.8	1.0	1.0	1.8
211	Dandi	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
212	Dieciocho de Marzo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	2.3	2.3	14.5
213	Divisadero	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
214	Doctor	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
215	Doctor Coss	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
216	Doctus	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	39.0	0.0	0.0	154.8	708.2
217	Dragón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.2	0.5	7.0
218	Dulce	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.8	3.7
219	Ébano Chapacao	San Luis Potosí- Tamaulipas- Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	41.1	46.4	56.4	2,593.0
220	Ecatl	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.3	3.9
221	Eclipse	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.4	0.5	1.3

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
222	Edén-Jolote	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.6	19.1	25.9	31.8	594.1
223	Ek	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.5	92.8	184.0	184.0	880.2
224	El Burro	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	75.8
225	El Golpe	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	6.8	6.8	6.8	238.2
226	El Plan	Tabasco-Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	0.0	0.0	0.0	237.6
227	El Tigre	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	0.3
228	Eltreinta	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.3	44.0	48.8	48.8	203.2
229	Emergente	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	76.9
230	Emú	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	4.4
231	Enispe	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
232	Enlace	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	20.0
233	Esah	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	29.0	11.6	132.0	132.0	463.3
234	Escarbado	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	44.0	0.0	0.0	0.0	67.5
235	Escobal	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24.0	24.7	78.1	99.7	1,413.3
236	Escobedo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.8
237	Escorpión	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
238	Escualo	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	0.0	0.0	0.0	3.6
239	Espejo	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.2
240	Estanzuela	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.0	0.0	0.0	0.0
241	Etkal	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	53.0	22.6	22.6	22.6	49.0
242	Explorador	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.2	0.2	0.4
243	Ezequiel Ordóñez	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.2	0.2	0.2	121.7
244	Faraón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
245	Fénix	Tabasco	Terrestre	Gas	44.0	1.9	1.9	1.9	65.7
246	Ferreiro	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
247	Filadelfia	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.5
248	Filisola	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.0	0.0	0.0	35.7
249	Fitón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	1.3
250	Florida	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
251	Fogonero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.7	1.9	3.4	21.1
252	Forastero	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	12.3
253	Forcado	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	4.6
254	Fósil	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
255	Fotón	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
256	Francisco Cano	Tamaulipas	Terrestre	Gas	18.7	0.0	0.0	0.0	26.7
257	Frijolillo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	25.5	0.0	0.0	0.0	0.4
258	Fronterizo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.3	2.1	2.2	8.1
259	Fundador	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	3.4	4.8	5.2	68.9
260	Furbero	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	18.5	18.5	129.5	5,046.6
261	Furbero PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	0.0	0.2
262	Galaneño	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.5	1.5
263	Galia	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.2	0.2	2.1
264	Gallo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	9.8	112.7	140.9	819.3
265	Gallo PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	19.0	0.0	0.0	0.0	0.1
266	Garufa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.1	1.6	2.1	2.9
267	Gasífero	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	14.5	34.9	41.1	43.4	189.4
268	Gato	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.9
269	Gaucho	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	29.3	0.6	3.3	4.6	55.3
270	Géminis	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	4.0	6.9	7.2	17.5
271	General	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.5	0.8	4.1

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
272	Gigante	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.3
273	Giraldas	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Gas	44.0	43.2	43.2	43.2	457.8
274	Gomeño	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
275	Gran Morelos	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.0	0.0	0.0	0.2	38.6
276	Granaditas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.3	0.4	3.0
277	Grande	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	4.9
278	Guadalupe	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30.3	0.0	0.0	0.0	7.6
279	Guaricho	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	13.5	13.5	15.5	76.3
280	Gubicha	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.0	0.0	0.0	1.7
281	Guillermo Prieto	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	6.2
282	Güiro	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.8	0.8	1.4
283	Gurumal	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
284	Gusano	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0
285	Gutiérrez Zamora	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.0	0.0	0.4	1.9
286	Habano	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	2.9
287	Hallazgo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.0	0.5	0.5	0.5	177.2
288	Hayabil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	46.0	0.0	0.0	4.5	8.3
289	Hechicera	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
290	Hidalgo	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.2	7.5
291	Higuerón	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.0	0.0	0.0	0.2
292	Homol	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	41.0	79.7	98.1	98.1	272.9
293	Horcón	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.1	0.1	0.1	7.7
294	Horcones	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	26.6	130.4	146.1	1,295.9
295	Hormiguero	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.7	2.3	2.3	68.5
296	Huatempo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
297	Huehuetepec	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	0.0	0.0	0.0	4.6
298	Huerta	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
299	Huizache	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	2.2
300	Huizotate	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	0.0	0.0	0.0	2.3
301	Humapa	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	47.5	208.0	366.5	4,754.4
302	Ignacio Allende	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	0.2
303	Indígena	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
304	Integral	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.7	1.9	2.2	3.5
305	Irena	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
306	Íride	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	17.5	149.7	152.6	172.7	1,389.7
307	Iris	Tabasco	Terrestre	Gas	45.0	1.0	1.0	1.0	26.8
308	Isla de Lobos	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	41.0	0.0	0.0	0.0	37.0
309	Ita	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.0
310	Itla	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	11.9	61.6
311	Ixhuatlán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	23.9
312	Ixhuatlán Oriente	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	60.8
313	Ixtal	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	24.5	42.0	50.3	58.6	1,087.2
314	Ixtoc	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	31.0	19.1	19.1	19.1	198.2
315	Jaatsul	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	39.0	17.1	36.2	131.4	378.3
316	Jabalina	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
317	Jabonera	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.0	0.0	0.0	0.7
318	Jacinto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.8	13.4	16.3	30.5	274.5
319	Jade	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
320	Jaf	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.7
321	Jamaya	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.0	0.0	0.0	0.0	0.3

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
322	Jaraguay	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	1.3	4.6
323	Jaribú	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
324	Jaujal	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	65.0
325	Jazmín	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.1	0.1	0.3
326	Jiliapa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	1.0	2.7	3.6	100.7
327	Jimbal	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
328	José Colomo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.8	2.7	2.7	88.8
329	Juan Felipe	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.4	0.6	1.0	37.7
330	Jujo-Tecominoacán	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38.0	223.7	223.7	223.7	3,077.0
331	Jurel	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	561.5
332	Juspi	Chiapas	Terrestre	Gas	42.0	1.0	1.0	1.0	48.8
333	Kab	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	36.5	48.0	68.1	126.7	639.1
334	Kabuki	Veracruz	Terrestre	Gas	-	1.0	1.1	3.0	7.0
335	Kach	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	13.0	0.0	66.5	95.7	601.6
336	Kambesah	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	29.0	48.0	48.0	48.0	226.0
337	Kamelot	Veracruz	Terrestre	Gas	-	2.1	2.1	2.1	5.0
338	Kanaab	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	36.5	8.9	8.9	11.7	78.8
339	Kastelán	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	11.0	0.0	0.0	40.1	630.3
340	Kax	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	38.0	29.4	29.4	29.4	168.1
341	Kay	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	43.0	0.0	0.0	2.0	5.1
342	Kayab	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	8.0	184.3	231.7	889.4	7,116.6
343	Kibo	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.0
344	Kix	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	40.0	0.0	15.0	72.5	184.2
345	Kodiak	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
346	Kosni	Aguas Territoriales	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	48.7

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
347	Kriptón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.1	1.2	1.5	5.3
348	Ku	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	20.7	256.0	413.3	566.8	3,493.9
349	Kuil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	37.0	45.8	45.8	45.8	348.0
350	Kutz	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	22.0	2.3	2.3	2.3	303.8
351	La Central	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29.5	0.8	0.8	0.8	9.3
352	La Venta	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.0	0.0	0.0	172.1
353	Lacamango	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	3.4	3.8	3.8	94.4
354	Lacantún	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.0	0.0	0.0	15.9
355	Lagarto	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	14.0	0.0	0.0	0.0	0.4
356	Laguna Alegre	Campeche	Terrestre	Gas	-	0.9	0.9	0.9	4.3
357	Laguna Nueva	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	0.2
358	Lajitas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
359	Lakach	Aguas Territoriales	Aguas Profundas	Gas	-	63.5	164.7	164.7	262.2
360	Lampazos	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	4.5
361	Lankahuasa	Aguas Territoriales	Terrestre	Gas	-	2.6	2.6	16.5	72.9
362	Lerma	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
363	Leyenda	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
364	Limón	San Luis Potosí - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	0.5	0.6	2.3	183.8
365	Limonaria	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	29.0	0.0	0.0	0.0	1.1
366	Lizamba	Veracruz	Terrestre	Gas	-	2.7	2.7	2.7	34.2
367	Llano Blanco	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
368	Llanura	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
369	Llorón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
370	Lobina	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	0.0	0.0	0.0	12.4
371	Lobo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
372	Lomitas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	25.0	0.8	1.0	1.1	13.1
373	Los Soldados	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	17.6	17.6	18.2	124.2
374	Lum	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	24.0	23.1	46.8	99.5	708.5
375	Luna-Palapa	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	43.3	2.9	2.9	2.9	210.1
376	Macuile	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.4
377	Macuspana	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.0
378	Madera	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	5.0
379	Maderáceo	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8
380	Madrefil	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	24.2	32.7	54.8	288.6
381	Maestros	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
382	Magallanes-Tucán-Pajonal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	15.3	28.6	37.6	917.7
383	Makech	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	18.0	0.0	13.5	29.5	146.5
384	Maloob	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	13.7	1,541.5	1,547.2	1,686.4	6,441.6
385	Malta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
386	Mandarín	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	4.7
387	Manea	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	43.0	0.0	0.0	0.0	7.3
388	Mangar	Campeche - Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.9	1.3	2.7
389	Manik	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	26.5	8.8	8.8	8.8	94.1
390	Manuel Rodríguez Aguilar	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	14.0	0.0	0.0	0.0	2.1
391	Marabú	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
392	Marqués	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	0.0	0.0	0.0	0.0
393	Marsopa	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	2.7	6.1	6.1	55.4
394	Master	Coahuila	Terrestre	Gas	-	1.5	2.8	3.4	10.6
395	Mata Pionche	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	13.7	0.9	0.9	0.9	177.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
396	Mata Violín	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	14.0	0.0	0.0	0.0	0.8
397	Matamoros	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
398	Maximino	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	0.0	0.0	186.9	1,019.3
399	May	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	45.0	29.2	29.2	29.2	433.5
400	Mecatepec Norte	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24.0	0.0	0.0	0.0	0.4
401	Mecayucan	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	15.3	1.2	1.2	1.2	88.1
402	Mecoacán	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	25.0	0.0	0.0	0.0	96.2
403	Mejillón	Aguas Territoriales	Terrestre	Gas	40.0	0.0	0.0	0.0	77.1
404	Men	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	-	0.0	20.2	36.0	53.4
405	Mene	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	8.0	0.0	25.5	25.5	211.7
406	Merced	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.5	3.6	17.2
407	Mesa Cerrada	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.1	0.3	0.8	25.8
408	Mesa Chica	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.0	0.0	0.0	1.3
409	Miahuapán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	33.8	130.9	1,205.2
410	Mier	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
411	Miguel Hidalgo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	0.0	0.0	1.1	47.2
412	Minero	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
413	Miquetla	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	24.8	221.0	380.0	2,040.1
414	Miquetla PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	25.0	0.0	0.0	0.0	86.1
415	Mirador	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.2
416	Miralejos	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	15.0	0.4	0.4	0.4	20.8
417	Misión	Tamaulipas	Terrestre	Gas	13.5	1.7	8.5	10.9	47.5
418	Misón	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	41.0	11.9	26.1	35.9	147.4
419	Mixtán	Veracruz	Terrestre	Gas	-	2.4	2.4	2.4	4.2
420	Mojarreñas	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.6	1.1	2.3	19.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
421	Monclova	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.6	21.8
422	Monterrey	Tamaulipas	Terrestre	Gas	13.5	0.5	0.8	1.1	43.2
423	Mora	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38.0	12.8	12.8	12.8	332.1
424	Moral	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
425	Morales	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
426	Moralillo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.3	0.8	1.0	49.4
427	Morsa	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.0	0.0	0.0	22.8
428	Mozutla	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.7	0.7	0.7	26.5
429	Murex	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	3.3	5.2	6.7	13.2
430	Muro	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	17.0	0.1	0.4	0.4	52.6
431	Muspac	Chiapas	Terrestre	Gas	52.0	4.5	4.5	4.5	323.9
432	Nab	Aguas Territoriales	Aguas Profundas	Aceite y Gas	8.0	0.0	0.0	32.6	414.6
433	Nak	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	42.0	5.9	37.8	67.2	252.0
434	Namaca	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	24.0	0.0	0.0	2.0	13.9
435	Narváz	Campeche - Tabasco	Terrestre	Gas	-	2.1	2.1	2.1	21.9
436	Navegante	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	45.0	0.0	0.0	92.4	416.5
437	Náyade	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	0.0	0.0	0.0	93.7
438	Nazareth	Chiapas	Terrestre	Gas	57.0	0.0	0.0	0.0	60.7
439	Nejo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	14.0	19.5	48.7	55.8	112.5
440	Nelash	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.5	5.8	7.3	8.8	118.8
441	Nicapa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	39.0	0.0	0.0	0.0	0.8
442	Nilo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
443	Níquel	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
444	Níspero	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	7.1	12.6	12.6	371.0
445	Nobilis	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	42.0	0.0	0.0	145.8	634.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
446	Nohoch	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.5	14.4	14.4	14.4	1,577.3
447	Nopaltepec	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	32.0
448	Novillero	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.7
449	Nueva Colonia	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.0	0.0	0.0	0.3
450	Nuevo Progreso	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24.0	0.1	0.1	0.1	38.3
451	Nuevo Teapa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	3.1
452	Nuevos Lirios	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.5	0.5	0.5	3.0
453	Numan	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	8.0	0.0	0.0	16.7	261.8
454	Numerador	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
455	Nuncio	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	0.5	0.5	74.6
456	Nutria	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
457	Oasis	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.2	0.5	6.0
458	Obertura	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.7
459	Obsidiana	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
460	Och	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	38.0	7.0	7.0	39.4	345.8
461	Ocotepec	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.2	1.0	1.4	68.8
462	Ogarrio	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38.0	34.7	35.8	45.8	938.2
463	Ojillal	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8
464	Omega	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
465	Onel	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	24.0	130.5	161.0	179.7	1,208.1
466	Ópalo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
467	Oporto	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
468	Orégano	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
469	Organdí	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	5.7
470	Orozco	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	1.2	2.2	6.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
471	Otates	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	3.9	4.2	4.2	251.5
472	Otoño	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.6
473	Oveja	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.5
474	Oxiacaque	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29.0	44.1	44.1	44.1	1,198.7
475	Paché	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.0	3.1	9.9	9.9	107.9
476	Pacífico	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	0.3
477	Paje	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.1	1.6	2.1	3.2
478	Palangre	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.3	2.5	2.5	2.5	86.8
479	Paleoarcos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.3	11.6
480	Palito Blanco	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
481	Palma Sola	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	29.3	0.0	0.0	0.0	4.1
482	Pálmara	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.5	0.5	0.5	5.7
483	Palmito	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	2.7	3.5	5.3	32.1
484	Palmitota Oriente	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.0	0.0	0.0	0.7
485	Palo Blanco	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	12.7	170.7	214.5	2,879.0
486	Palo Blanco PR	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	0.0	1.6
487	Pame	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.4	8.3
488	Pamorana	Nuevo León	Terrestre	Gas	13.5	4.2	8.7	9.5	17.3
489	Pamorana Norte	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
490	Panal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	0.0	0.1	0.5	8.7
491	Pandura	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.8	1.4	1.4	23.3
492	Pánuco	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	10.9	13.6	17.9	7,648.6
493	Papán	Veracruz	Terrestre	Gas	-	4.2	4.2	4.2	13.2
494	Papantla	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.0	0.3	0.3	0.3	63.2
495	Paredón	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	39.0	15.0	22.9	32.6	751.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
496	Pareto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	43.0	4.6	4.6	12.5	368.0
497	Parritas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.5	4.7	4.7	7.3
498	Pascualito	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.2	5.4
499	Pastoría	Hidalgo - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.6	39.9	182.5	3,357.5
500	Patlache	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.9	0.9	8.9
501	Patricio	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
502	Patriota	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
503	Pecero	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	0.0	0.0	0.0	0.5
504	Percutor	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.1
505	Perdiz	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.3	2.7	3.0	3.9	221.6
506	Pesero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.4	0.4	4.1
507	Petrolero	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
508	Piamonte	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
509	Picadillo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.5	2.1
510	Piedra de Cal	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	3.3
511	Piedras	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
512	Pigua	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	0.0	0.0	0.0	1.7
513	Pingüino	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
514	Pinole	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	15.0	0.0	0.0	0.0	0.2
515	Pinta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	5.9
516	Pípila	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.9
517	Pirámide	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	17.0	0.0	0.0	0.0	1.2
518	Pirata	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
519	Pirineo	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.5
520	Pit	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	10.0	151.2	313.4	461.7	2,913.5

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
521	Pita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
522	Pitahaya	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	17.0	0.0	0.0	0.0	0.1
523	Pital y Mozutla	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	0.0	0.0	0.0	3.4
524	Placetas	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.0	0.0	0.0	3.7
525	Plan de Ayala	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	0.8
526	Plan de Oro	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	0.0	0.0	0.0	2.4
527	Planos	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	39.0	0.0	0.0	0.0	1.6
528	Platanal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	7.2	7.2	7.2	110.1
529	Platinado	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.5
530	Playuela	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	9.0
531	Pobladores	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
532	Pohp	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	8.0	0.0	34.3	100.5	1,316.6
533	Pokche	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	42.0	57.1	101.5	186.8	524.3
534	Pol	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	31.0	4.1	4.1	4.1	1,608.5
535	Polvareda	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.9
536	Pomela	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
537	Potrero del Llano Horcones	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	19.0	0.4	0.4	1.5	311.1
538	Poza Rica	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.5	29.6	65.4	120.5	3,952.8
539	Presa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.1
540	Presidente Alemán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	110.5	320.9	450.3	3,364.2
541	Presidente Alemán PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.2	0.2	0.2	24.4
542	Presita	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.5
543	Primo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.2	0.2
544	Puente	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	38.0	0.0	0.0	0.0	5.4
545	Puerto Ceiba	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	22.3	45.1	58.8	58.8	1,253.1

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
546	Quintal	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
547	Quitrín	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	0.7	0.7	3.8
548	Rabasa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24.0	27.2	30.7	30.7	114.7
549	Rabel	Veracruz	Terrestre	Gas	-	1.4	1.4	1.4	6.4
550	Rabón Grande	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	13.6
551	Rafael	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
552	Ramírez	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.3
553	Rancho Nuevo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	28.5	2.1	6.7	6.7	40.9
554	Rasha	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.1	0.4	0.4	8.7
555	Remolino	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	48.5	274.9	567.9	2,055.3
556	Remolino PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.3	0.3	4.3	149.6
557	Remudadero	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	14.0	0.0	0.0	0.0	0.3
558	René	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
559	Reno	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.5	0.5	1.6
560	Reynosa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	13.5	0.1	0.2	0.2	186.9
561	Riachuelo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.2	0.2	1.1	4.5
562	Ribereño	Campeche	Terrestre	Gas	49.0	18.4	33.1	41.8	62.9
563	Rincón Pacheco	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	2.7
564	Río Bravo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
565	Río Nuevo	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29.8	1.4	1.4	1.4	237.1
566	Robulus	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	2.5	3.9
567	Rodador	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	9.0	13.8	14.5	138.9
568	Romarik	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
569	Rosal	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.2	0.9
570	Rosenblú	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
571	Rotalia	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.8	0.8	2.3
572	Rusco	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	6.4
573	Sábana Grande	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	29.0	0.0	16.2	127.9	2,013.1
574	Sabancuy	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	21.0	0.0	0.0	0.0	5.2
575	Salinas Barco Caracol	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	0.9	1.1	1.6	73.3
576	Salitrillo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
577	Samaria	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	17.2	104.2	124.3	140.8	3,575.6
578	San Alfonso	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.0	0.0	0.0	3.6
579	San Andrés	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.9	4.7	6.5	22.6	1,301.0
580	San Diego Chiconcillo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	11.0	0.1	0.2	1.1	48.6
581	San Nicolás	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.2
582	San Pablo	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.9	3.5
583	San Pedro	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
584	San Ramón	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	15.0	15.7	16.0	342.0
585	San Román	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
586	San Vicente	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
587	Santa Águeda	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	16.0	2.2	3.3	3.6	285.0
588	Santa Ana	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	0.0	0.1	0.1	130.1
589	Santa Anita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	10.3	15.8	19.5	39.9
590	Santa Fe	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
591	Santa Lucía	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	19.0	0.0	0.0	0.0	14.2
592	Santa Rosa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	0.0	0.0	0.0	5.3
593	Santa Rosalía	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.1	1.8	3.8	27.0
594	Santander	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.2	0.2	1.2

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
595	Santiago	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	24.7	0.0	0.0	0.0	8.6
596	Santuario	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	108.0	126.3	126.3	561.8
597	Saramako	Tabasco	Terrestre	Gas	48.0	0.0	0.0	0.0	11.9
598	Sarlat	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.8	4.5
599	Sen	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	42.0	24.5	24.5	24.5	1,475.0
600	Shishito	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.0	3.1	3.8	4.6	63.2
601	Siamés	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	1.4
602	Sierrita	Nuevo León	Terrestre	Gas	31.0	0.0	0.0	0.0	0.4
603	Sigma	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.1	1.8	2.5	7.5
604	Sihil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	23.3	51.9	85.2	99.0	1,569.8
605	Silozúchil	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37.0	0.0	0.0	0.0	0.4
606	Simbad	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
607	Sinán	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	31.5	13.0	13.0	58.8	1,010.4
608	Sini	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.0	11.1	11.1	11.1	52.9
609	Sitio	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	39.0	0.0	16.2	104.3	2,425.1
610	Sitio grande	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	1.4	1.4	1.4	1,036.8
611	Socavón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
612	Soledad	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	21.0	98.5	113.3	1,000.9
613	Soledad Norte	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	14.4	15.6	15.6	306.8
614	Soledad PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.0	0.0	0.0	30.2
615	Solís Tierra Amarilla	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.6	0.6	0.9	78.4
616	Sotol	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.0	0.0	0.0	1.0
617	Sultán	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.9	11.4
618	Sunuapa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	35.9	12.2	14.1	14.1	573.3
619	Sur Chinampa Norte de Amatlán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	3.5	4.2	4.7	563.1

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
620	Sur de Amatlán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	19.0	1.9	2.0	2.4	361.9
621	Surco	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.2
622	Tabascoob	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	-	0.0	0.0	27.1	38.6
623	Tacuilolapa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	0.0	0.0	0.0	19.9
624	Tajín	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	88.0	248.2	338.4	2,012.1
625	Tajín PR	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	34.0	0.0	0.0	0.0	0.8
626	Takín	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	16.0	12.3	12.3	12.3	82.7
627	Talismán	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
628	Talud	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.8	1.2
629	Tamaulipas Constituciones	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	17.3	63.3	95.8	118.6	2,536.5
630	Tametute	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	32.0	0.0	0.0	0.0	0.3
631	Tamiahua	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	0.0	0.0	0.0	8.1
632	Tampamolón	San Luis Potosí	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
633	Tangram	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.1	1.1	1.1	240.0
634	Tapijulapa	Tabasco	Terrestre	Gas	38.0	0.0	0.0	0.0	5.2
635	Taratunich	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	30.5	13.7	27.7	27.7	864.3
636	Teca	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	34.0	0.0	50.0	172.1	886.9
637	Tecoco	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
638	Tecuma	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
639	Teekit	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	25.0	0.0	12.2	12.2	65.5
640	Tejada	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.2	0.2	0.2	24.3
641	Tekel	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	10.0	60.8	261.2	339.9	970.5
642	Temapache	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.5	0.5	0.5	16.6
643	Tenexcuila	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	29.0	0.3	10.7	78.1	1,150.0
644	Teotleco	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	46.4	25.3	36.0	112.5	660.1

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
645	Tepetate Norte Chinampa	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23.0	0.5	1.1	2.5	432.8
646	Tepetitán	Tabasco	Terrestre	Gas	-	1.1	1.1	1.1	9.2
647	Tepeyil	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.7	0.0	0.0	5.3	193.1
648	Tepozán	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.3	0.7	0.7	1.2
649	Tequis	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
650	Ternero	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	48.0	0.0	0.0	0.0	0.1
651	Terra	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.0	31.8	31.8	67.3	284.7
652	Terregal	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.3
653	Tetl	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	36.0	20.4	51.1	140.6	666.8
654	Tiburón	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.0	0.0	0.0	66.9
655	Tierra Blanca Chapopote Núñez	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.7	0.7	3.9	274.7
656	Tierra Colorada	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0
657	Tigrillo	Nuevo León	Terrestre	Gas	18.3	0.7	0.7	1.0	11.6
658	Tigris	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
659	Tihuatlán	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	19.0	0.0	0.0	0.0	3.3
660	Tijerina	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
661	Tilapia	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	30.0	0.0	0.0	0.0	38.0
662	Tilingo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.3
663	Tinta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.5
664	Tintal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	22.0	12.4	12.4	12.4	131.2
665	Tintorera	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	33.0	0.0	0.0	0.0	0.7
666	Tiumut	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.5	0.7	0.7	6.8	81.2
667	Tizón	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	47.7	37.0	48.7	48.7	227.5
668	Tlacame	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	21.0	0.0	35.6	65.4	330.3
669	Tlacolula	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	0.4	16.0	124.1	2,705.6

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
670	Tokal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	36.0	5.4	6.8	9.0	62.8
671	Toloc	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	21.0	0.0	11.6	11.6	70.7
672	Tonalá	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	99.9
673	Topila	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12.0	0.3	0.6	0.6	591.5
674	Topo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	3.6	4.3	5.4	16.1
675	Tordo	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	18.0	0.0	0.0	0.0	0.2
676	Torreallas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	29.5	1.3	1.6	1.7	27.7
677	Toteco Cerro Azul	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	19.0	2.9	3.0	3.5	978.2
678	Totonaca	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
679	Trapiche	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	2.2	3.6	5.7	7.7
680	Tres Hermanos	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	2.9	4.4	4.4	373.9
681	Tres Higueras	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	0.0	0.1	0.1	2.6
682	Treviño	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	0.0	0.0	0.0	53.0
683	Trilobite	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
684	Trión	Aguas Territoriales	Terrestre	Aceite y Gas	26.0	0.0	0.0	483.7	1,611.4
685	Troje	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
686	Trompo	Campeche	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	1.4	4.5
687	Troncón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	2.5	2.6	4.1
688	Tsimín	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	42.0	72.2	72.2	72.2	321.4
689	Tson	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	8.0	0.0	24.3	75.1	1,137.3
690	Tumut	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	35.0	4.1	4.1	21.7	150.0
691	Tundra	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
692	Tupilco	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31.7	19.8	19.8	23.3	212.3
693	Uchbal	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	22.0	0.0	13.3	24.5	142.9
694	Uech	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	34.5	13.5	13.5	13.5	190.7

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
695	Unicornio	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.9
696	Usumacinta	Tabasco	Terrestre	Gas	-	1.7	1.7	1.7	43.1
697	Után	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	-	2.8	3.1	11.1	16.5
698	Utsil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	9.0	34.3	120.0	239.9	886.5
699	Vacas	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.5	1.6	2.6
700	Vagabundo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
701	Valadeces	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	0.8	0.8	2.1
702	Valioso	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.9
703	Vara Alta	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	13.0	0.0	0.2	0.2	2.1
704	Veinte	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
705	Velero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.9	3.3	3.8	40.1
706	Verano	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.1
707	Vernet	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.6	0.1	0.5	0.5	63.3
708	Viboritas	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.3	0.9	1.4	15.3
709	Vicente Guerrero	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	9.6
710	Viche	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	1.2
711	Viernes	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
712	Vigía	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.0
713	Vigilante	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8
714	Villa Cárdenas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.9	0.9	0.9	2.2
715	Visir	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
716	Vistoso	Veracruz	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	5.1
717	Wayil	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	44.0	10.9	12.8	18.3	100.1
718	Xanab	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	33.0	130.6	312.4	342.1	1,210.7
719	Xaxamani	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	25.0	0.0	7.9	16.2	85.4

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	°API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
720	Xicalango	Campeche	Terrestre	Gas	-	0.8	0.8	0.8	5.3
721	Xicope	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Gas	-	0.0	0.0	6.9	10.8
722	Xikin	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	39.0	55.9	67.1	122.4	313.2
723	Xocotla	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	16.0	0.0	0.0	0.0	2.6
724	Xulum	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	16.0	0.0	17.7	97.4	648.6
725	Xux	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	39.5	140.9	172.2	228.4	709.4
726	Yac	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.1	0.1
727	Yagual	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33.7	9.9	10.6	10.6	182.0
728	Yaxché	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	35.7	35.1	82.5	140.1	1,028.4
729	Yetic	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	27.0	0.0	0.0	0.0	10.5
730	Yum	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	44.5	0.2	6.9	14.0	94.2
731	Zaap	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.7	788.6	799.4	841.0	4,256.2
732	Zacamixtle	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	20.0	0.1	0.1	0.1	47.5
733	Zacate	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	5.6	9.8	10.5	14.7
734	Zapotalillo	Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	31.0	0.1	0.1	0.3	5.0
735	Zaragoza	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.4	1.1
736	Zazil-Ha	Aguas Territoriales	Aguas Someras	Aceite y Gas	9.0	0.0	0.0	18.9	269.7
737	Zorro	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.2
738	Zuloaga	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
739	Ronda 1 Licitación 2	-	Aguas Someras	-	-	125.0	273.0	471.8	2,199.2
740	Ronda 1 Licitación 3	-	Terrestre	-	-	14.8	40.6	52.3	2,516.0

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	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Exploración y Extracción			14,240.3	12,361.2	30,905.4	260,146.3
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-02	0.0	0.0	0.0	1,008.4
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-05	0.0	0.0	0.0	605.4
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-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-14	0.0	148.0	0.0	924.0
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-19	0.0	39.5	0.0	1,052.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-35	0.0	46.0	0.0	997.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-36	0.0	49.2	0.0	1,027.7
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-37	0.0	61.3	0.0	992.1
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	106.0	0.0	996.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-43	0.0	95.8	0.0	1,030.4
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-44	0.0	82.7	0.0	978.4
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-45	0.0	27.5	0.0	1,011.7
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-46	0.0	56.9	0.0	1,027.2
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G01	0.0	171.2	0.0	1,988.0
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G02	0.0	75.5	0.0	2,146.2
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G03	0.0	115.2	0.0	2,061.8
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G04	0.0	40.5	0.0	1,900.2
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G05	0.0	252.1	0.0	2,732.7

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G06	0.0	171.3	0.0	1,890.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G07	0.0	17.5	0.0	1,967.9
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G08	0.0	13.0	0.0	2,061.7
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G09	0.0	92.5	0.0	2,008.7
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-43	0.0	45.4	0.0	934.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-44	0.0	57.5	0.0	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-49	0.0	27.1	0.0	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	57.0	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-55	0.0	0.0	0.0	911.5
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-57	0.0	26.5	0.0	949.3
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-64	0.0	39.4	0.0	1,125.7
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-65	0.0	60.9	0.0	1,128.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-66	0.0	110.1	0.0	1,130.5
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-67	0.0	58.3	0.0	940.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-68	0.0	37.5	0.0	1,039.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-69	0.0	31.6	0.0	1,038.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-70	0.0	69.2	0.0	1,039.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-71	0.0	64.4	0.0	1,039.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-72	0.0	37.9	0.0	944.6
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-73	0.0	67.0	0.0	998.6
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-74	0.0	0.0	0.0	1,041.5
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-75	0.0	78.0	0.0	947.0
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-76	0.0	54.5	0.0	947.0
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-77	0.0	26.2	0.0	1,004.8
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-78	0.0	147.0	0.0	982.1

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-79	0.0	118.3	0.0	983.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-80	0.0	32.5	0.0	983.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G01	0.0	100.4	0.0	1,999.3
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G02	0.0	181.6	0.0	2,001.5
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G03	0.0	214.7	0.0	3,099.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G04	0.0	179.3	0.0	1,967.0
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G05	0.0	179.6	0.0	2,241.8
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G06	0.0	179.6	0.0	2,041.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G07	0.0	131.4	0.0	2,047.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G08	0.0	131.5	0.0	3,009.7
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G09	0.0	412.4	0.0	2,917.1
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G10	0.0	281.3	0.0	3,003.1
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-58	0.0	59.0	0.0	1,013.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-59	0.0	66.2	0.0	1,084.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-60	0.0	61.6	0.0	1,000.0
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-61	0.0	42.4	0.0	987.1
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-62	0.0	28.8	0.0	1,033.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-63	0.0	133.6	0.0	1,040.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-64	0.0	134.0	0.0	1,083.7
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-65	0.0	281.9	0.0	1,033.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CS-66	0.0	66.5	0.0	1,022.8
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-05	0.0	170.0	0.0	1,046.2
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-06	0.0	55.9	0.0	352.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-09	0.0	140.7	0.0	985.4
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-10	0.0	38.5	0.0	975.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-11	0.0	51.1	0.0	1,068.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-12	0.0	0.0	0.0	505.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-13	0.0	53.2	0.0	627.5

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-15	0.0	72.7	0.0	995.5
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-19	0.0	0.0	0.0	1,038.6
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-24	0.0	37.6	0.0	1,079.3
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-26	0.0	50.3	0.0	654.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-27	0.0	178.1	0.0	1,026.3
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-33	0.0	17.6	0.0	942.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-34	0.0	47.8	0.0	596.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-35	0.0	21.3	0.0	989.4
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-41	0.0	12.8	0.0	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	37.2	0.0	958.8
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-44	0.0	69.8	0.0	1,005.7
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-46	0.0	7.1	0.0	992.7
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-47	0.0	32.8	0.0	1,055.2
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-48	0.0	105.3	0.0	1,087.3
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-51	0.0	13.1	0.0	988.2
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-52	0.0	51.1	0.0	1,017.6
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-53	0.0	98.3	0.0	978.5
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-54	0.0	17.4	0.0	791.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G01	0.0	198.6	0.0	2,079.5
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G02	0.0	327.3	0.0	2,029.7
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G03	0.0	100.6	0.0	2,879.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G04	0.0	131.4	0.0	1,852.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G05	0.0	100.5	0.0	1,921.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G06	0.0	11.9	0.0	2,107.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G07	0.0	67.3	0.0	2,030.4
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G08	0.0	67.9	0.0	2,118.1
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G09	0.0	105.6	0.0	3,066.8

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G10	0.0	176.1	0.0	3,253.6
Total Aguas Profundas			0.0	8,440.3	0.0	143,266.3
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-01	0.0	12.0	0.0	404.9
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-02	0.0	30.7	0.0	368.2
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-03	0.0	47.9	0.0	336.8
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-04	0.0	27.3	0.0	404.0
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-05	0.0	44.8	0.0	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	22.3	0.0	404.7
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-21	0.0	65.7	0.0	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	14.8	0.0	408.2
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-24	0.0	5.0	0.0	399.8
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-28	0.0	24.5	0.0	401.5
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-29	0.0	18.5	0.0	365.7
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-30	0.0	27.3	0.0	378.1
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-31	0.0	19.8	0.0	435.0
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-34	0.0	25.5	0.0	373.5
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-35	0.0	23.1	0.0	399.7
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-36	0.0	23.8	0.0	379.3
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-41	0.0	67.7	0.0	372.8
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-42	0.0	6.5	0.0	383.3
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-43	0.0	5.0	0.0	394.1
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-44	0.0	5.4	0.0	400.0
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-45	0.0	8.5	0.0	417.4
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-46	0.0	14.9	0.0	404.8
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-47	0.0	50.9	0.0	406.5
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-48	0.0	0.0	0.0	398.5

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-53	0.0	71.5	0.0	391.2
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-54	0.0	20.3	0.0	390.5
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-55	0.0	18.6	0.0	397.1
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-56	0.0	19.2	0.0	418.7
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-57	0.0	22.7	0.0	391.4
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-60	0.0	15.0	0.0	391.9
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-61	0.0	7.7	0.0	391.9
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-62	0.0	16.0	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	43.3	0.0	397.5
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-65	0.0	16.4	0.0	411.5
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-66	0.0	43.3	0.0	384.8
Aguas Someras	Burgos Somero	AS-B-67	0.0	0.0	0.0	409.7
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-01	0.0	84.7	0.0	801.8
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-02	0.0	101.7	0.0	816.3
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-03	0.0	60.5	0.0	809.3
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-04	0.0	41.7	0.0	778.5
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-05	0.0	36.3	0.0	813.8
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-06	0.0	30.9	0.0	820.1
Aguas Someras	Burgos Somero	G-BG-07	0.0	48.0	0.0	811.3
Aguas Someras	Burgos Somero	G-CS-04	0.0	13.5	0.0	798.0
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	41.7	0.0	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	49.6	0.0	405.1
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-08	0.0	14.8	0.0	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	5.0	0.0	430.2

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	AS-TMV-11	0.0	22.3	0.0	386.5
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-01	67.6	41.6	0.0	961.7
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-02	0.0	34.6	0.0	784.8
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-03	0.0	33.9	0.0	842.4
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-04	0.0	88.7	0.0	813.3
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-05	0.0	45.2	0.0	808.4
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-06	0.0	29.8	0.0	816.7
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-07	126.2	283.6	0.0	1,103.2
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-08	0.0	155.7	0.0	1,137.8
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-09	0.0	30.9	0.0	820.3
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-10	0.0	103.4	0.0	791.4
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-11	0.0	80.5	0.0	1,170.1
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-12	0.0	145.3	0.0	1,224.6
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-13	0.0	143.7	0.0	1,218.5
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-06	0.0	4.5	0.0	580.9
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	20.4	0.0	527.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS-CS-15	96.2	51.0	0.0	401.4
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	G-CS-01	0.0	30.8	0.0	807.8
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	G-CS-02	0.0	64.2	0.0	1,027.4
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	G-CS-03	0.0	7.8	0.0	734.1
Total Aguas Someras			290.0	2,832.2	0.0	42,123.7
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-01_MOD	0.6	2.7	0.0	40.3
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-02	1.6	4.8	0.0	233.1
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-03	1.4	5.8	0.0	269.8
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-04	0.0	9.0	0.0	271.9
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-05	29.4	0.0	0.0	251.3
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-06	0.1	2.2	0.0	271.5

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-07	0.0	0.0	0.0	241.7
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-08	0.0	4.5	0.0	155.4
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-09	0.3	2.9	0.0	179.2
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-10	0.0	2.0	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
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-13	0.0	15.2	0.0	213.0
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-14	0.0	7.9	0.0	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	2.5	0.0	229.3
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-17	0.0	3.8	0.0	207.1
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-18	0.0	7.5	0.0	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	6.7	0.0	221.9
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-21	0.0	8.5	0.0	184.3
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-22	0.0	6.1	0.0	184.2
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-23	0.0	5.4	0.0	173.4
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-24	0.0	10.2	0.0	204.5
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-25	0.0	6.2	0.0	203.7
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-26	0.0	6.1	0.0	189.0
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-27	0.0	7.6	0.0	174.4
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-28	0.0	24.1	0.0	374.6
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-29	7.5	17.0	0.0	447.9
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-30	8.4	13.0	0.0	242.5
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-31	0.0	25.6	0.0	236.5
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-01	0.0	0.0	0.0	196.7
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-02	0.0	3.5	0.0	192.9
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-03	8.1	2.1	0.0	200.8

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
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	0.4	0.0	0.0	170.5
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	TC-TM-08	0.0	0.0	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	Veracruz	TC-V-01	0.0	3.8	0.0	199.9
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-02	0.3	2.7	0.0	224.2
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-03	0.0	9.2	0.0	189.6
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-04	0.0	0.0	0.0	208.3
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-05	0.0	15.8	0.0	217.2
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-06	0.0	7.3	0.0	220.4
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-07	0.0	2.7	0.0	229.5
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-08	0.0	8.6	0.0	204.5
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-09	0.0	0.0	0.0	177.0
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-10	0.0	2.5	0.0	101.0
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-11	0.0	7.7	0.0	207.2
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-12	32.0	6.8	0.0	119.2
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-13	0.0	2.8	0.0	208.7
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-14	0.0	3.7	0.0	212.9
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-15	0.0	8.7	0.0	200.7
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-16	0.0	5.1	0.0	205.0
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-17	0.0	15.6	0.0	204.5
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-18	0.0	9.2	0.0	241.0
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-19	0.0	18.2	0.0	220.9
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-20	0.0	2.2	0.0	199.1

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-21	0.0	8.7	0.0	234.7
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-22	0.0	7.1	0.0	194.2
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-23	0.0	4.0	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	4.8	0.0	208.3
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-01	0.0	16.2	0.0	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	13.0	0.0	221.2
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
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-08	0.0	8.8	0.0	201.3
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-09	0.0	6.1	0.0	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	4.2	0.0	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	4.9	0.0	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-24	0.0	93.4	0.0	456.4

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-26	0.0	0.0	0.0	166.9
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-27	0.0	0.3	0.0	246.2
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-28	0.0	1.6	0.0	199.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-29	0.2	9.0	0.0	183.1
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-30	0.0	3.6	0.0	229.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-31	0.0	13.2	0.0	221.6
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-32	0.0	2.4	0.0	184.2
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-33	0.0	6.7	0.0	205.4
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-34	0.0	3.6	0.0	170.3
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-36	0.0	13.7	0.0	195.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-37	0.0	2.8	0.0	194.2
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-38	0.0	17.1	0.0	264.4
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-39	0.0	8.0	0.0	189.6
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-41	0.0	98.9	0.0	383.0
Total Terrestre Convencional			90.5	697.5	0.0	22,152.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-23	0.0	0.0	84.6	265.4
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-24	0.0	0.0	91.3	262.4
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-25	0.0	0.0	78.3	255.8
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-26	0.0	0.0	91.7	257.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-27	0.0	0.0	90.1	258.8
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-28	0.0	0.0	63.4	262.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-29	0.0	0.0	54.6	274.7
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-30	0.0	0.0	105.4	242.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-31	0.0	0.0	76.5	284.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-32	0.0	2.7	92.3	259.1
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-33	0.0	0.0	63.8	260.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-34	0.0	0.0	63.3	246.8
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-35	0.0	0.0	56.2	259.0

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-36	0.0	0.0	46.8	275.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-44	0.0	0.0	0.0	332.7
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-51	0.0	0.0	0.0	332.4
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-52	0.0	0.0	0.0	332.4
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-53	0.0	0.0	0.0	332.4
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-58	0.0	0.0	0.0	332.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-59	0.0	0.0	0.0	332.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-60	0.0	0.0	0.0	332.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-62	0.0	0.0	38.2	331.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-63	0.0	3.2	0.0	331.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-64	0.0	0.0	0.0	331.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-65	0.0	0.0	0.0	331.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-66	0.0	0.0	0.0	331.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-67	0.0	0.0	0.0	331.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-68	0.0	0.0	0.0	328.6
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-69	0.0	0.0	1.3	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-70	0.0	0.0	0.0	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-71	0.0	0.0	0.0	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-72	0.0	0.0	0.0	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-73	0.0	0.0	0.0	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-74	0.0	0.0	0.0	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas	TN-SA-75	0.0	0.0	0.0	331.3
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-01	0.0	2.7	34.6	317.5
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-02	0.0	4.1	42.7	260.1
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-03	4.1	0.0	161.1	301.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-04	0.0	1.3	273.8	273.5
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-05	0.0	0.0	5.6	274.1
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-06	0.0	0.0	230.6	254.1

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-07	0.0	0.0	149.9	291.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-08	4.8	9.6	204.4	346.1
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-09	14.4	13.4	0.0	246.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-10	0.0	0.0	19.8	274.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-11	0.8	1.2	43.6	295.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-12	4.0	2.0	0.0	286.5
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-13	0.0	2.7	0.0	252.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-14	24.6	29.6	0.0	293.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-15	0.2	5.9	15.0	300.8
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-16	0.0	1.5	0.0	152.8
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-17	0.0	7.3	17.1	295.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-18	0.4	6.8	48.5	291.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-19	0.0	0.0	142.0	406.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-20	0.0	0.0	30.0	272.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-21	27.3	0.0	71.5	447.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-23	2.7	6.4	42.6	261.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-24	1.9	7.4	0.1	279.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-25	0.0	0.0	171.6	305.5
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-26	0.0	0.0	185.7	273.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-27	240.0	2.7	196.1	281.8
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-28	18.1	1.8	146.9	284.1
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-29	0.0	1.4	47.6	287.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-30	0.0	0.0	78.5	285.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-31	0.0	0.0	134.2	262.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-32	0.0	0.0	188.0	276.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-33	0.0	0.0	178.1	262.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-34	0.0	5.8	188.0	276.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-35	0.0	7.0	174.2	262.2

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-36	0.0	13.2	98.2	266.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-37	0.0	3.1	45.0	299.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-38	0.0	0.0	71.4	266.3
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-39	0.0	0.0	189.7	290.1
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-40	0.0	0.0	97.7	274.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-41	0.0	0.0	60.3	274.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-42	0.0	2.2	92.1	274.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-43	0.0	1.4	148.7	266.3
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-44	0.2	2.0	109.3	259.5
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-45	0.0	6.4	26.0	301.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-46	0.0	0.0	98.3	287.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-47	0.0	0.0	108.9	274.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-48	135.8	3.5	199.1	297.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-49	0.0	5.4	126.9	262.9
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-50	0.0	8.7	65.7	414.9
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-51	0.0	0.0	90.7	255.4
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-52	0.0	0.0	110.6	274.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-53	0.0	0.0	158.3	281.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-54	0.0	0.0	208.2	300.1
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-55	0.0	29.5	175.7	315.5
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-56	0.0	0.0	162.8	298.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-57	0.0	0.0	171.1	302.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-58	0.0	0.0	144.2	286.9
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-59	0.0	0.0	144.0	309.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-60	0.0	1.4	174.5	274.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-61	0.0	1.8	249.2	296.7
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-62	1.2	3.7	174.5	310.3
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-63	0.0	3.0	123.7	309.6

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-64	0.0	0.0	155.9	303.8
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-65	0.0	0.0	164.4	311.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-66	0.0	0.0	176.7	291.9
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-67	0.0	0.0	154.0	247.6
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-68	0.0	0.0	86.5	272.8
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-69	0.0	0.0	126.5	263.2
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-70	0.0	0.0	144.0	247.0
Terrestre No Convencional	Sabinas-Burgos	TN-SB-71	0.0	0.0	87.9	289.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-01	0.0	0.0	207.7	278.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-02	0.0	0.0	193.6	279.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-03	0.0	0.0	221.6	271.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-04	0.0	0.0	227.9	278.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-06	0.0	0.0	276.8	301.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-07	0.0	0.0	210.0	234.1
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-08	0.0	0.0	268.0	290.2
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-09	0.0	0.0	252.8	290.2
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-10	0.0	0.0	275.8	314.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-11	0.0	0.0	276.8	299.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-12	0.0	0.0	220.8	257.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-13	0.0	1.2	254.1	272.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-14	0.2	1.7	283.1	288.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-15	0.0	0.0	214.0	231.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-16	0.0	0.0	199.4	281.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-17	0.0	0.0	276.3	305.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-18	0.0	0.0	294.8	297.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-19	0.0	0.0	218.4	241.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-21	0.0	0.0	265.7	293.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-22	0.0	0.0	216.6	217.3

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-23	0.0	0.0	231.7	263.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-24	0.0	0.0	230.3	312.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-25	0.0	1.2	174.3	247.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-26	0.0	1.8	268.1	313.2
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-27	0.0	1.5	287.0	301.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-28	0.0	0.0	193.3	227.1
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-29	0.0	2.9	294.4	293.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-30	0.0	2.3	349.7	315.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-31	0.0	8.5	353.0	305.3
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-32	0.0	18.8	363.4	314.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-33	0.2	0.0	335.2	303.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-34	0.0	5.9	200.8	314.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-35	0.0	0.0	154.4	258.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-36	0.0	0.0	195.4	187.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-37	0.0	5.0	415.9	299.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-38	0.0	0.0	374.2	286.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-39	0.0	0.0	379.6	294.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-40	0.0	6.7	381.9	299.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-42	0.0	2.5	300.8	374.3
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-43	1.2	0.0	167.8	281.3
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-44	0.0	2.4	187.6	179.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-45	0.0	2.8	400.7	290.3
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-46	0.0	4.2	401.6	291.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-47	0.0	0.0	374.5	289.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-48	0.2	4.8	233.1	277.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-49	3.3	0.0	179.8	295.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-50	0.0	0.0	372.9	312.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-51	1.4	0.0	279.9	285.5

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-52	0.0	8.7	261.0	234.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-53	0.0	0.0	405.1	293.8
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-54	0.0	0.0	412.1	300.2
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-55	0.4	3.7	409.2	278.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-56	0.6	1.3	377.4	273.2
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-58	0.0	10.3	254.3	285.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-59	0.0	9.9	422.0	306.1
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-60	0.3	4.7	422.5	270.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-61	0.0	6.2	476.6	299.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-62	2,674.6	6.4	662.0	441.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-64	2,372.6	2.7	420.5	343.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-66	0.4	6.5	343.3	264.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-67	0.0	4.8	445.7	283.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-68	3,612.9	3.7	364.0	297.1
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-69	0.0	0.0	116.4	280.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-70	0.0	15.3	381.0	308.5
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-71	0.0	2.1	361.9	302.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-72	0.0	0.0	15.0	213.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-73	0.0	0.0	172.0	227.3
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-74	0.0	0.0	107.0	245.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-75	0.0	5.0	278.1	309.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-76	0.0	0.0	234.8	285.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-77	60.6	0.0	199.2	192.7
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-78	3,205.6	2.7	184.7	181.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-79	1,443.1	3.4	201.6	270.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-80	0.0	1.4	82.9	170.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-81	0.0	0.0	305.3	304.6
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-82	0.0	0.0	287.8	278.4

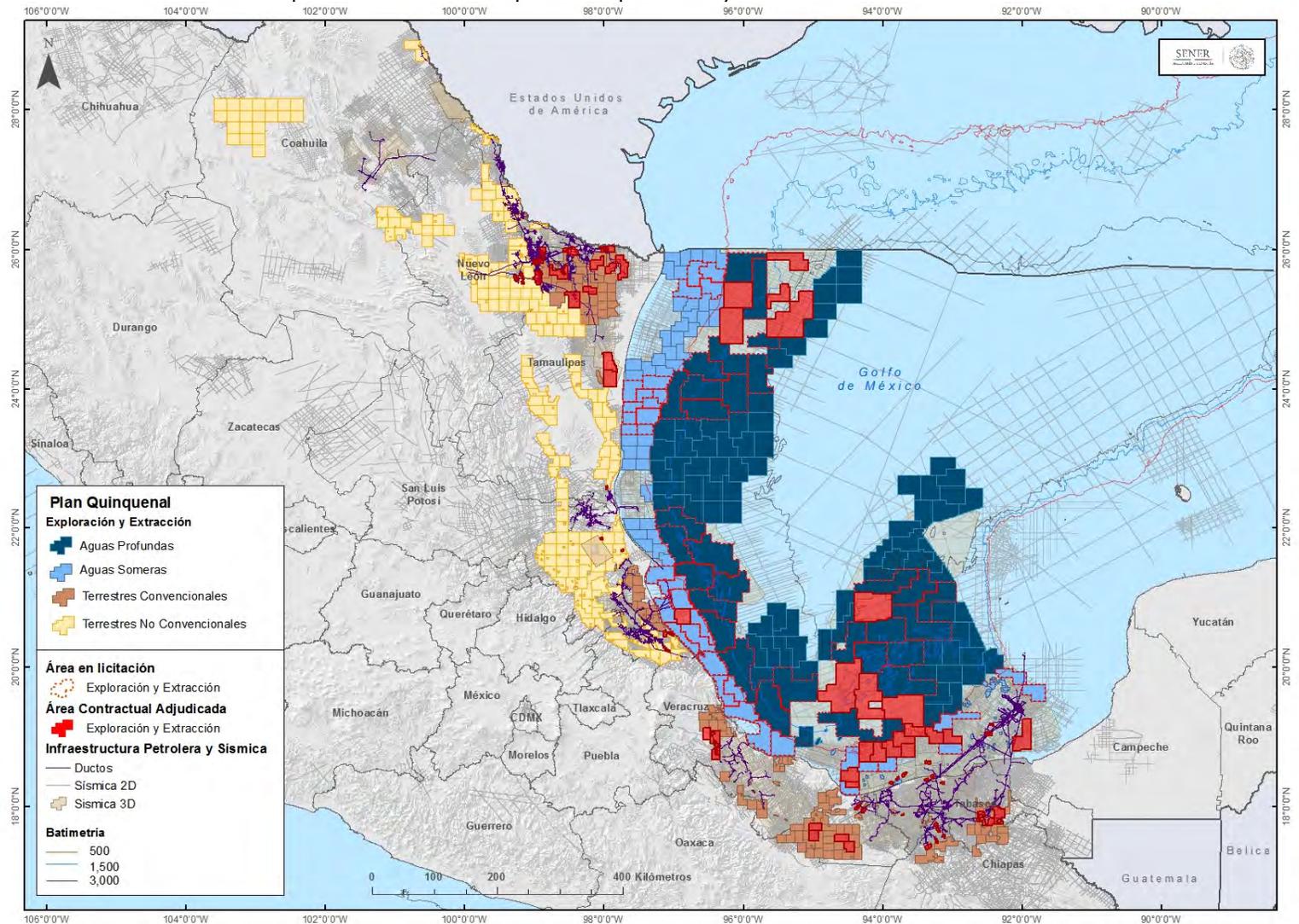
Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-83	1.6	2.2	216.2	319.9
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TN-TM-84	0.0	4.2	108.9	288.7
Total Terrestre No Convencional			13,859.8	391.2	30,905.4	52,604.3
Extracción			23,981.5	0.0	0.0	2,261.6
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2001	236.3	0.0	0.0	26.6
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2002	31.2	0.0	0.0	8.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2003	136.0	0.0	0.0	8.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2004	116.7	0.0	0.0	58.8
Total Aguas Profundas			520.2	0.0	0.0	102.3
Aguas Someras	Cuenca Salina	AS2009	0.0	0.0	0.0	26.4
Aguas Someras	Cuenca Salina	AS2026	3.0	0.0	0.0	8.1
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2001	38.6	0.0	0.0	44.4
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2002	18.4	0.0	0.0	10.5
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2003	10.5	0.0	0.0	11.3
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2004	13.9	0.0	0.0	13.0
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2005	61.6	0.0	0.0	30.8
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2006	130.1	0.0	0.0	52.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2007	0.0	0.0	0.0	111.1
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2008	0.0	0.0	0.0	48.0
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2010	65.5	0.0	0.0	6.5
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2012	70.7	0.0	0.0	10.4
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2013	6.2	0.0	0.0	7.2
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2016	54.6	0.0	0.0	26.6
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2017	100.1	0.0	0.0	11.3
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2018	5.1	0.0	0.0	3.2
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2019	97.6	0.0	0.0	8.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2020	2.7	0.0	0.0	26.6
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2021	8.3	0.0	0.0	7.3

Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2022	4.2	0.0	0.0	8.1
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2023	184.2	0.0	0.0	25.0
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2024	2.7	0.0	0.0	10.5
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2025	35.7	0.0	0.0	66.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2027	53.4	0.0	0.0	8.1
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2028	414.6	0.0	0.0	23.2
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2029	461.9	0.0	0.0	20.8
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2030	261.8	0.0	0.0	16.0
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2031	2,913.5	0.0	0.0	61.6
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2032	7,116.6	0.0	0.0	80.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2033	1,316.6	0.0	0.0	45.7
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2034	1,137.3	0.0	0.0	32.8
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2035	211.7	0.0	0.0	18.4
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2036	269.7	0.0	0.0	20.0
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2037	1,066.1	0.0	0.0	60.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2038	601.6	0.0	0.0	32.9
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2039	278.1	0.0	0.0	23.3
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Somero	AS2040	630.3	0.0	0.0	15.2
Total Aguas Someras			17,647.0	0.0	0.0	1,034.7
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TE2001	51.8	0.0	0.0	120.6
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	TE2002	0.1	0.0	0.0	29.2
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	TE2004	8.6	0.0	0.0	5.6
Terrestre Convencional	Veracruz	TE2007	1.2	0.0	0.0	7.3
Terrestre Convencional	Veracruz	TE2008	2.7	0.0	0.0	18.7
Terrestre Convencional	Veracruz	TE2009	0.9	0.0	0.0	42.9
Terrestre Convencional	Veracruz	TE2010	5.7	0.0	0.0	10.6
Terrestre Convencional	Veracruz	TE2011	4.2	0.0	0.0	10.6
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2012	0.2	0.0	0.0	4.9

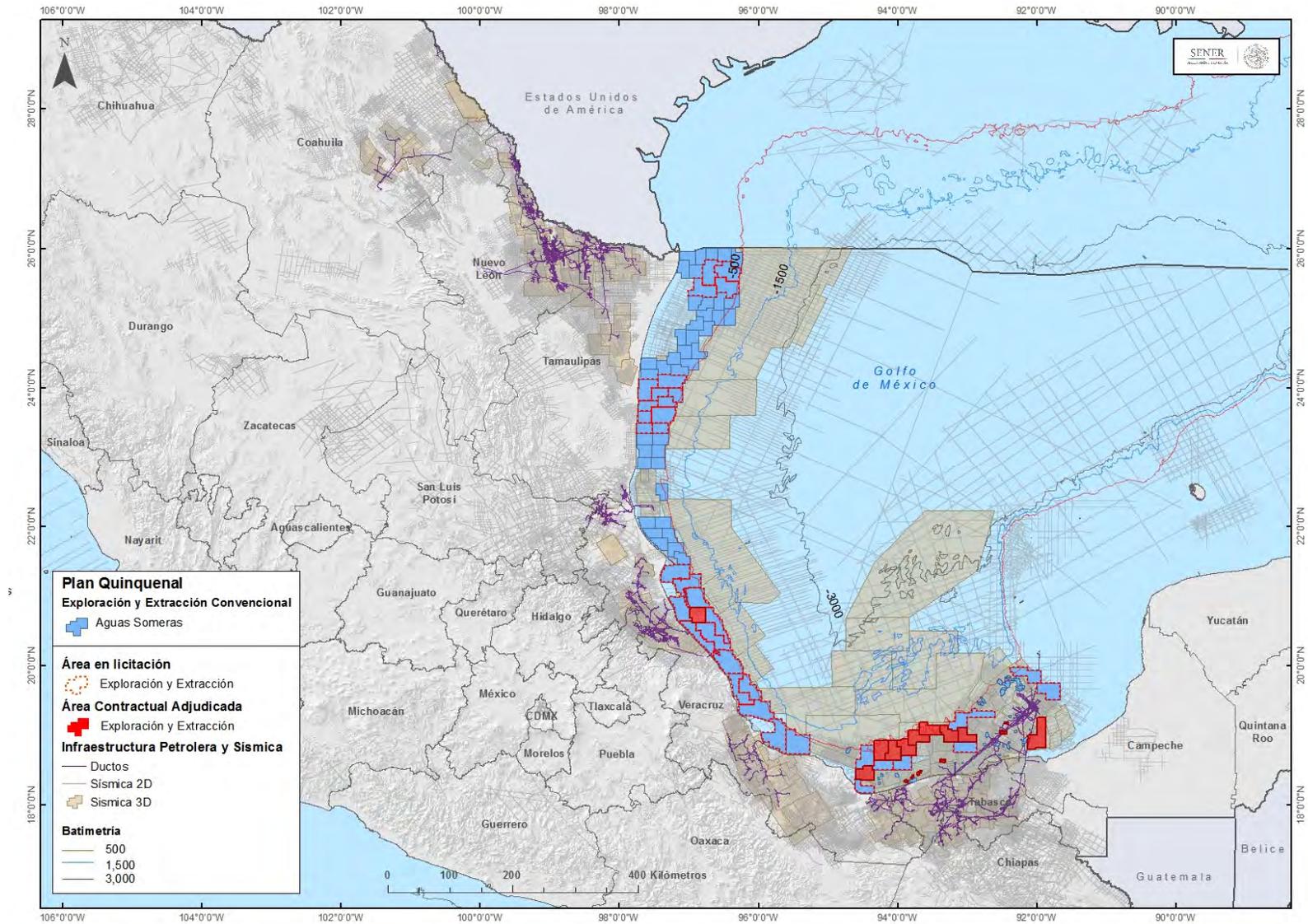
Clasificación	Sector	Bloque	Volumen Remanente (MMbpce)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce)	Superficie (km²)
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2013	9.0	0.0	0.0	26.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2017	23.9	0.0	0.0	13.0
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2018	61.6	0.0	0.0	48.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2019	14.1	0.0	0.0	27.6
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2020	47.0	0.0	0.0	56.1
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2021	35.7	0.0	0.0	22.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2023	9.3	0.0	0.0	51.2
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2024	0.0	0.0	0.0	1.6
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2026	193.1	0.0	0.0	13.0
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2027	65.7	0.0	0.0	35.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2028	74.3	0.0	0.0	57.0
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2029	26.8	0.0	0.0	14.7
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2030	11.4	0.0	0.0	6.5
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TE2031	188.1	0.0	0.0	21.2
Total Terrestre Convencional			835.4	0.0	0.0	646.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TE2003	2,706.7	0.0	0.0	279.4
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	TE2005	2,272.2	0.0	0.0	198.7
Total Terrestre No Convencional			4,978.9	0.0	0.0	478.1
Total general			38,221.7	12,361.2	30,905.4	262,407.9

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

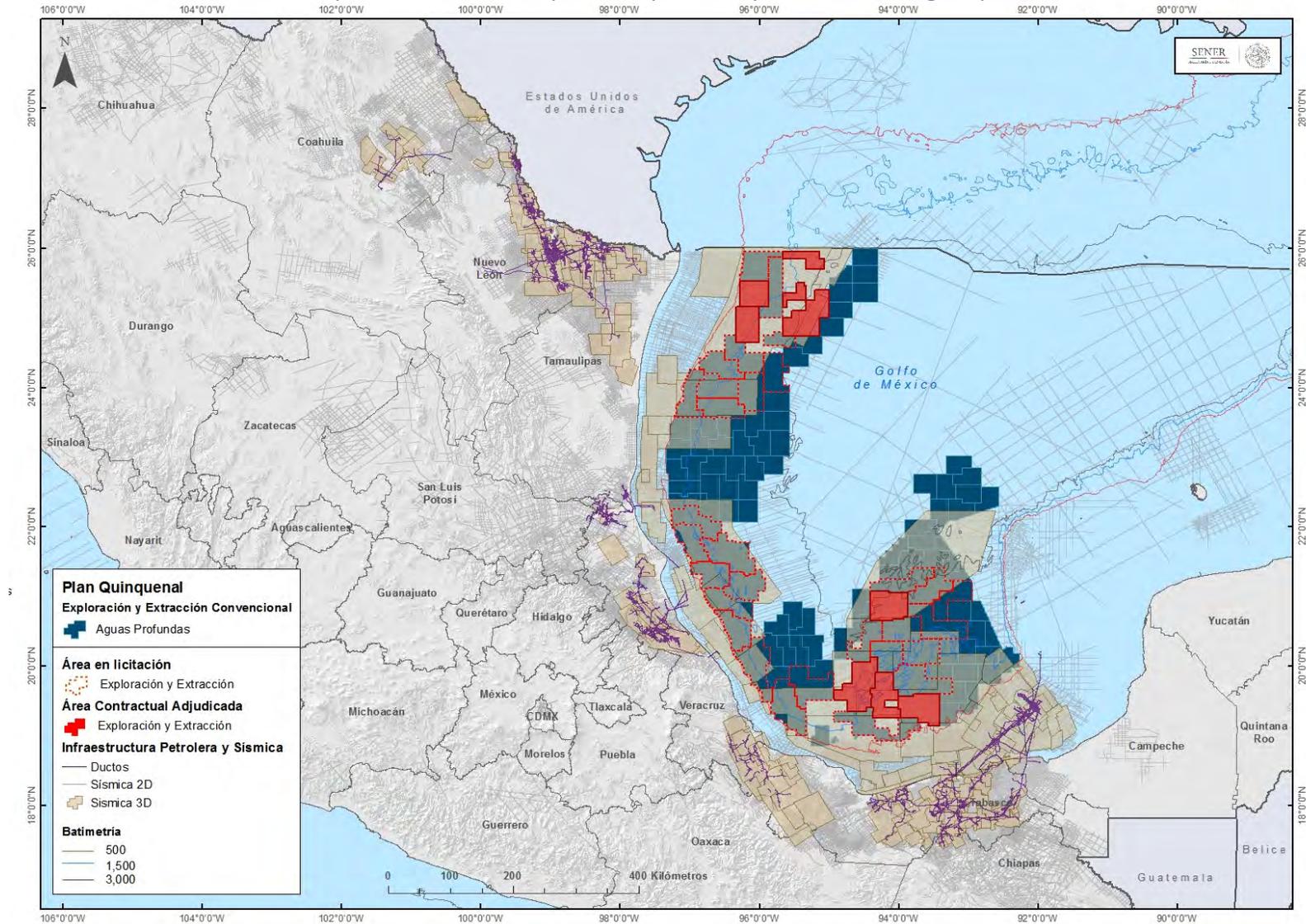
Mapa 13. Áreas a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos.



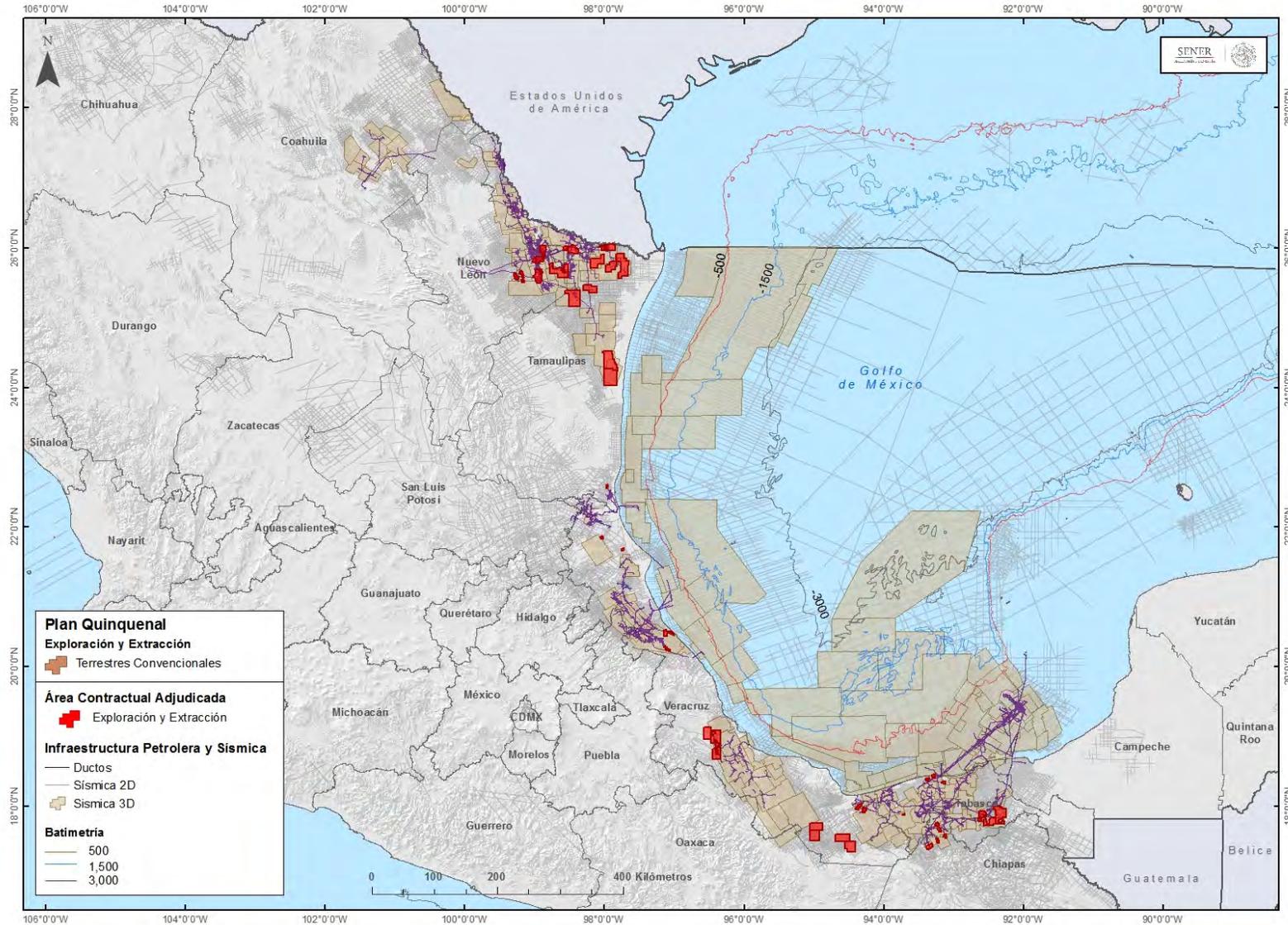
Mapa 14. Áreas a licitar para la exploración y extracción en aguas someras.



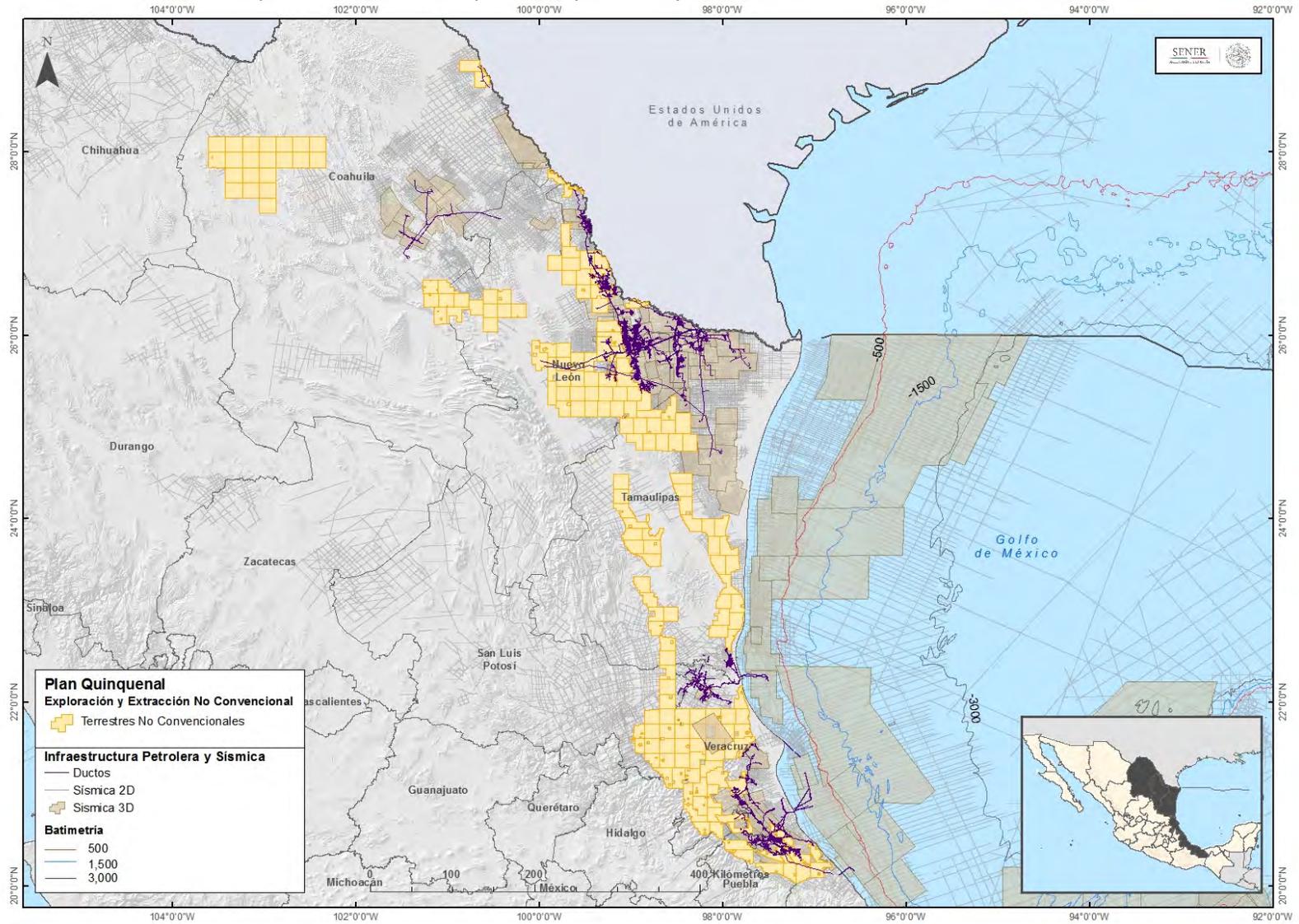
Mapa 15. Áreas a licitar para la exploración y extracción en aguas profundas.



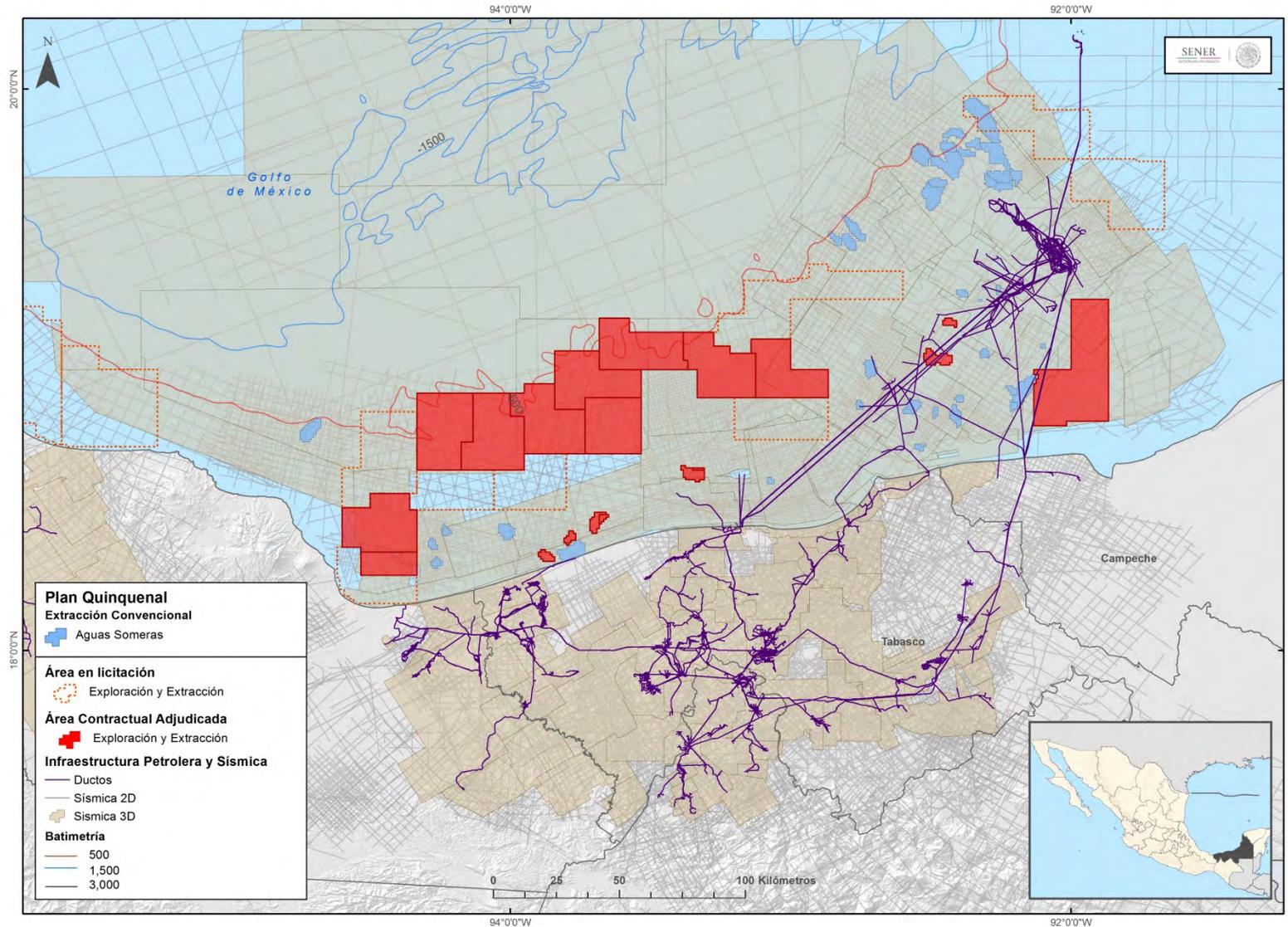
Mapa 16. Áreas a licitar para la exploración y extracción terrestre convencional.



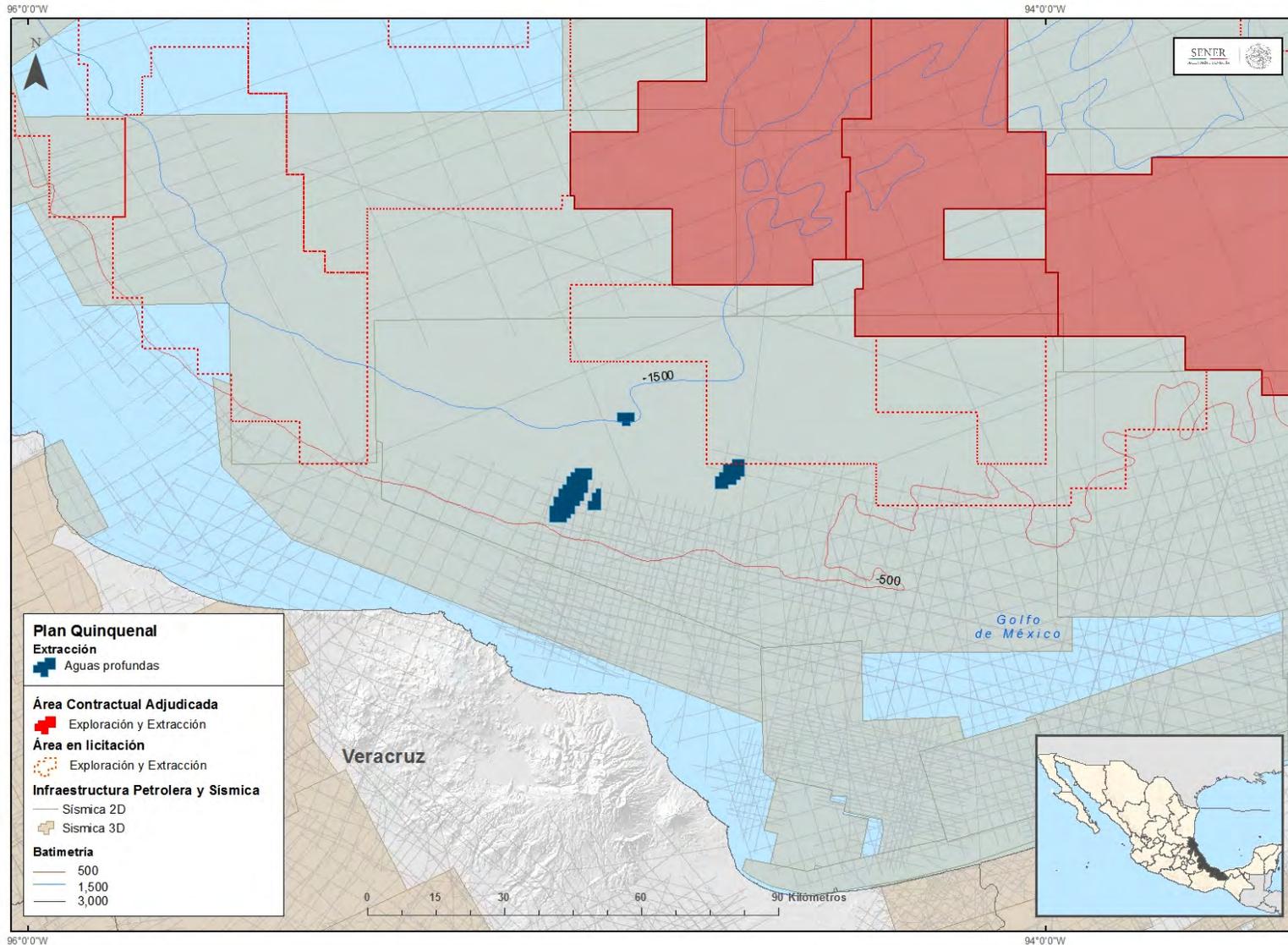
Mapa 17. Áreas a licitar para la exploración y extracción terrestre no convencional.



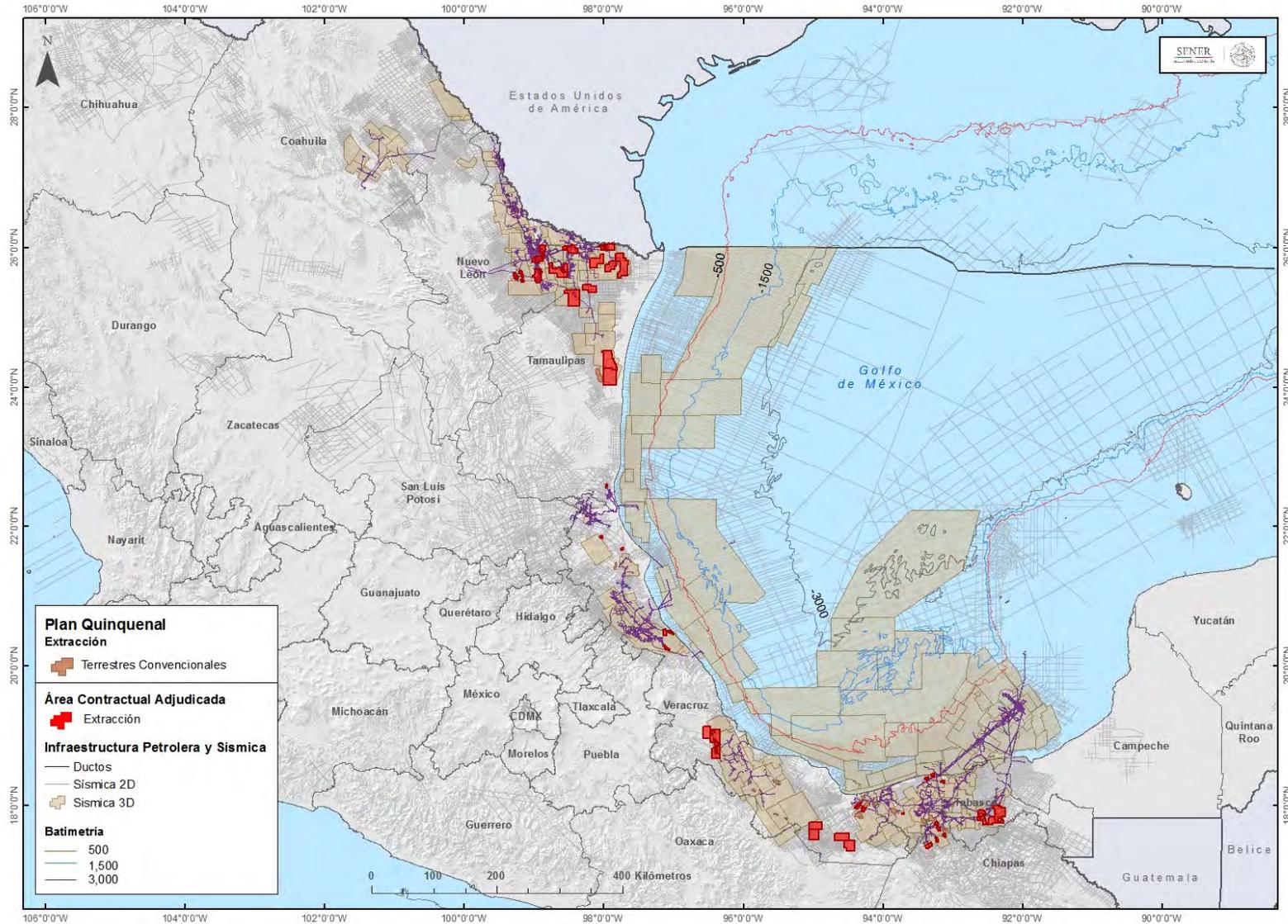
Mapa 18. Áreas a licitar para la extracción en aguas someras.



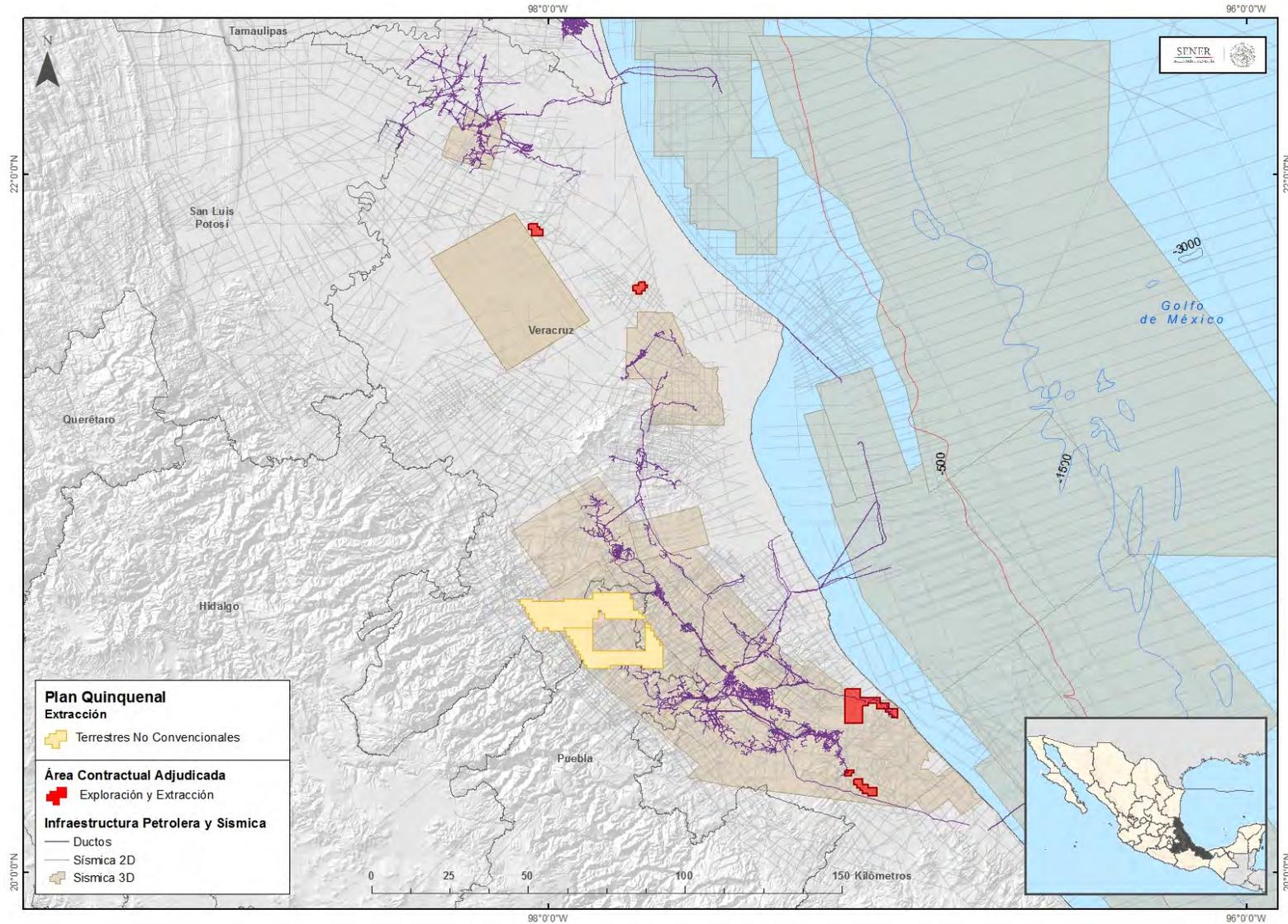
Mapa 19. Áreas a licitar para la extracción en aguas profundas.



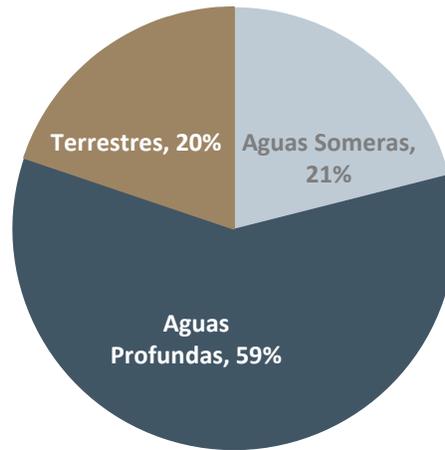
Mapa 20. Áreas a licitar para la extracción terrestre convencional.



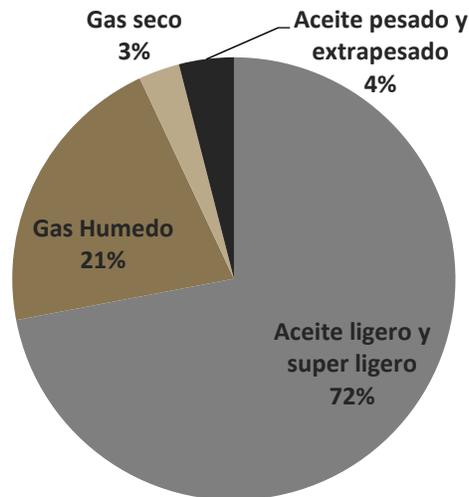
Mapa 21. Áreas a licitar para la extracción terrestre no convencional.



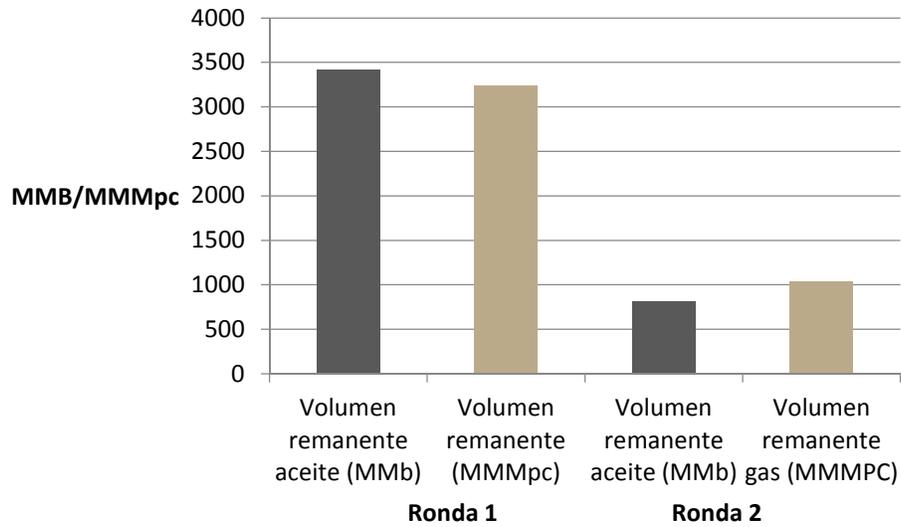
ANEXO 4. Análisis de licitaciones celebradas de Ronda Uno y Dos



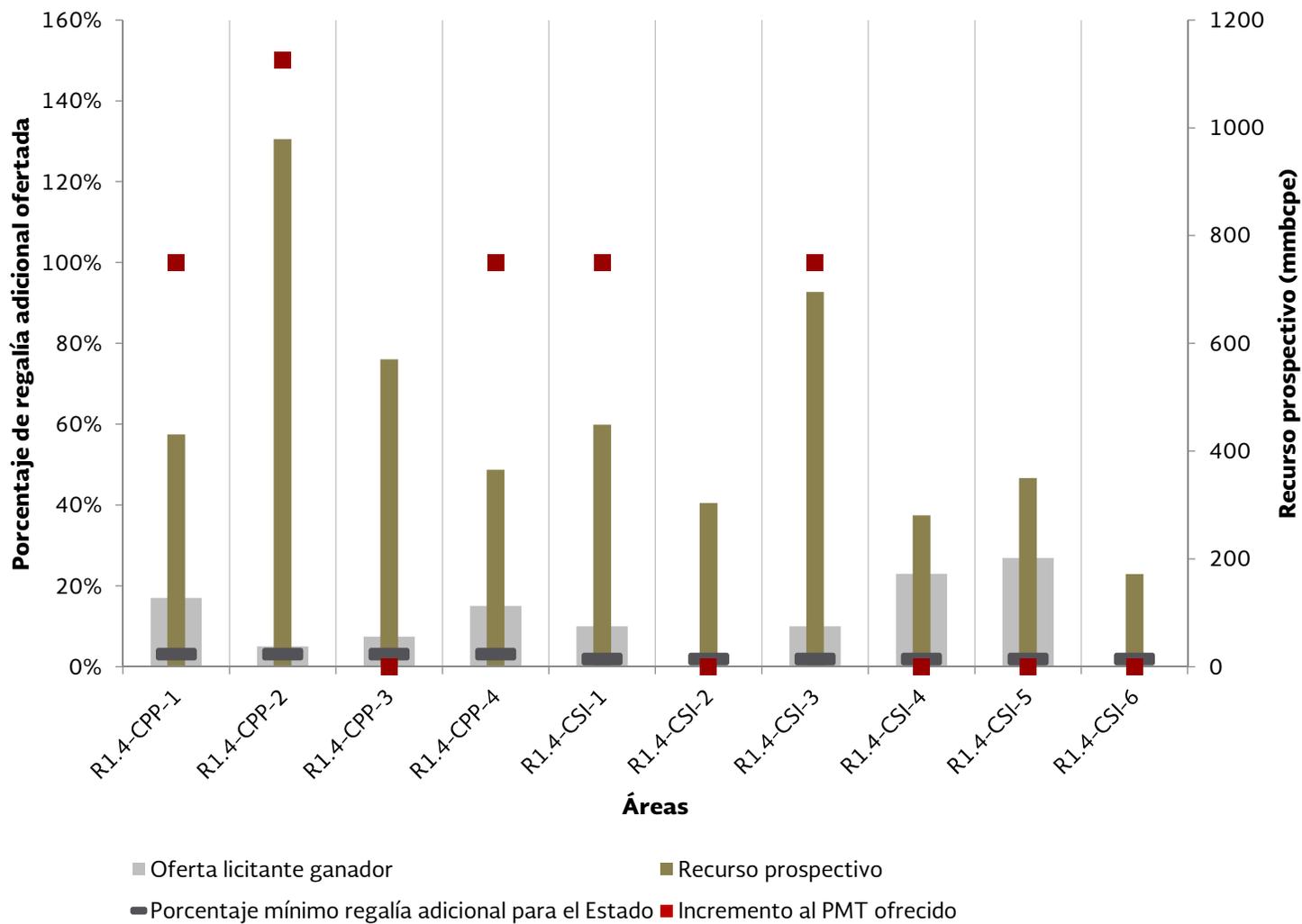
Gráfica 6: Distribución de la superficie adjudicada por categoría



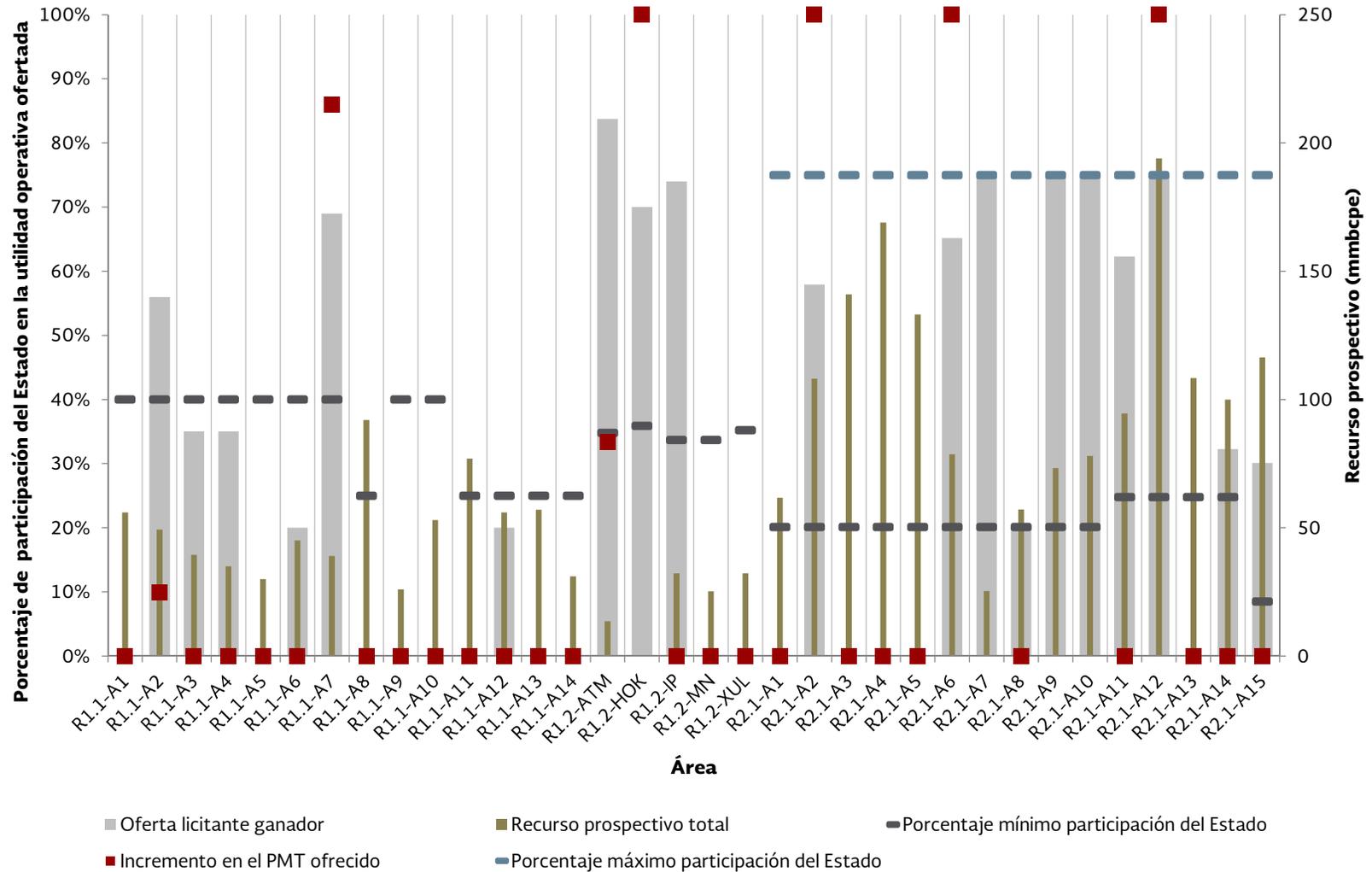
Gráfica 7: Distribución del Recurso Prospectivo adjudicado por tipo de hidrocarburos



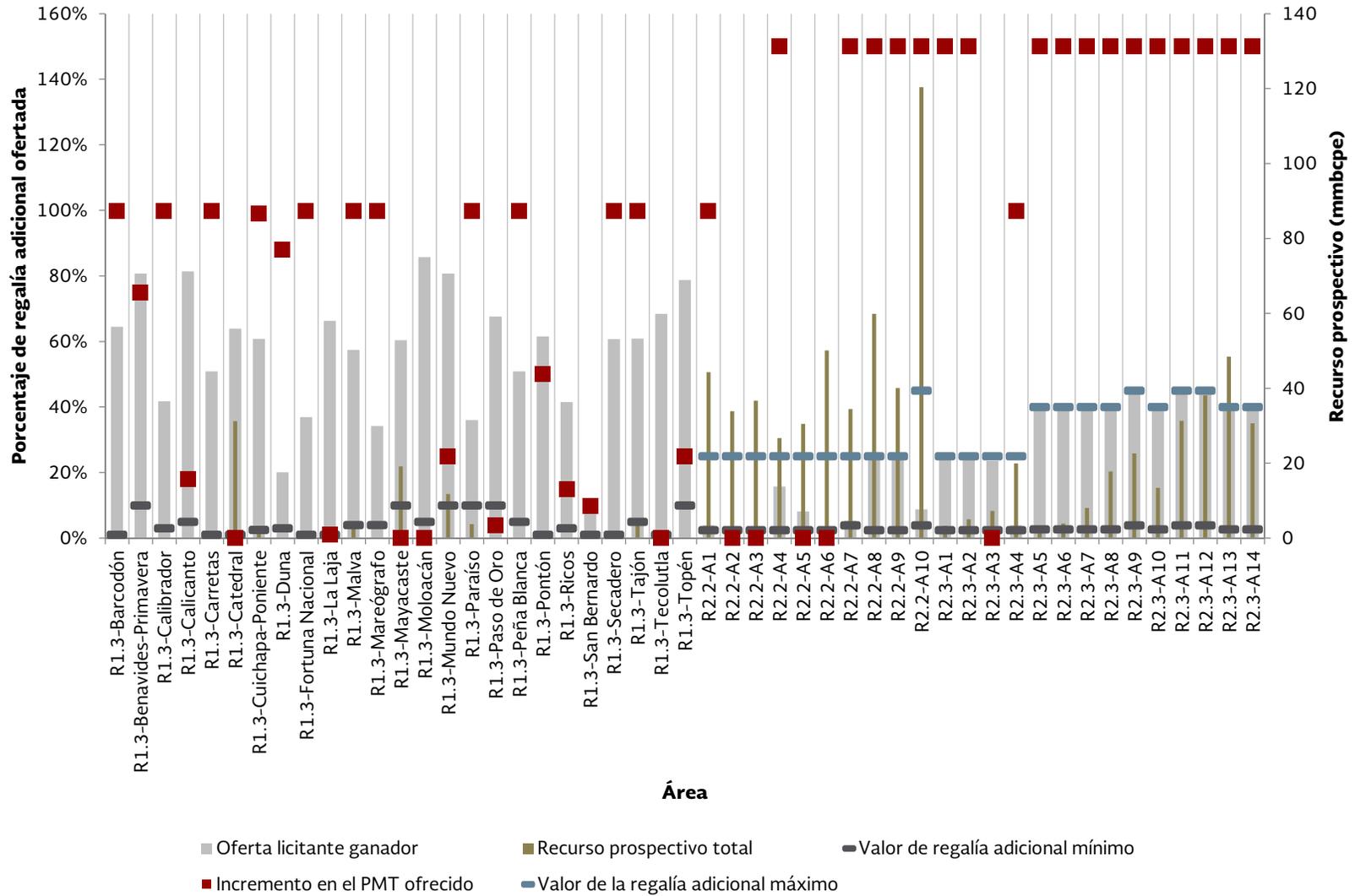
Gráfica 8: Distribución del volumen remanente adjudicado por tipo de hidrocarburo



Gráfica 9: Resultados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno en Aguas Profundas



Gráfica 10: Resultados de las licitaciones en aguas someras de Rondas Uno y Dos



Gráfica 11: Resultados de las licitaciones terrestres convencionales en Rondas Uno y Dos

Tabla 47: Áreas adjudicadas para exploración y extracción de hidrocarburos de 2015-2017 en países seleccionados

País	Año	Terrestres: Áreas adjudicadas			Aguas someras: Áreas Adjudicadas			Aguas Profundas: Áreas Adjudicadas			Totales	
		#	Superficie total (km ²)	Superficie promedio (km ²)	#	Superficie total (km ²)	Superficie promedio (km ²)	#	Superficie total (km ²)	Superficie promedio (km ²)	Áreas	Superficie adjudicada
Canadá	2015	41	13	0	3	3,754	1,251	1	2,888	2,888	45	6,655
	2016	41	90	2	2	2,751	1,375	8	20,071	2,509	51	22,912
	2017	51	27	1	4	3,982	995	6	11,907	1,985	61	15,917
	Total	133	130		9	10,487		15	34,866		157	45,483
Estados Unidos	2015	371	3,522	9	41	569	14	30	31,958	1,065	442	36,049
	2016	143	925	6	36	693	19	20	576	29	199	2,195
	2017	152	3,074	20	26	515	20	7	68	10	185	3,658
	Total	666	7,521		103	1,778		57	32,602		826	41,902
México	2015	0	0		3	727	242	8	18,818	2,352	11	19,545
	2016	25	778	31	12	5,972	498	1	1,285	1,285	38	8,034
	2017	21	5,512	262	0	0		0	0	0	21	5,512
	Total	46	6,290		15	6,699		9	20,103		70	33,092
Brasil	2015	30	31,958	1065	0	0		3	1,546	515	33	33,504
	2016	20	576	29	0	0		0	0		20	576
	2017	7	68	10	0	0		0	0		7	68
	Total	57	32,602		0	0		3	1,546		60	34,149
Australia	2015	73	63,067	864	15	41,847	2,790	15	6,649	443	103	111,563
	2016	13	9,078	698	18	46,737	2,597	7	3,678	525	38	59,493
	2017	6	686	114	3	6,919	2,306	0	0		9	7,605
	Total	92	72,831		36	95,503		22	10,327		150	178,661
Marruecos	2015	4	14,185	3546	0	0		0	0		4	14,185
	2016	1	4,990	4990	7	13,794	1,971	10	19,856	1,986	18	38,640
	2017	1	1,362	1362	1	1,400	1,400	0	0		2	2,762
	Total	6	20,537		8	15,194		10	19,856		24	55,587
Noruega	2015	0	0		78	9,017	116	5	1,284	257	83	10,301
	2016	0	0		175	25,473	146	15	4,137	276	190	29,610
	2017	0	0		141	20,163	143	14	3,745	268	155	23,909
	Total	0	0		394	54,653		34	9,166		428	63,819
Colombia	2015	3	2,469	823	0	0		0	0		3	2,469
	2016	6	398	66	0	0		0	0		6	398
	2017	0	0		0	0		0	0		0	0
	Total	9	2,867		0	0		0	0		9	2,867

Tabla 48: Tiempos de ejecución de rondas petroleras a nivel internacional

	País	Región	Ronda	T	AS	AP	Anuncio	Áreas contractuales	Fecha de Adjudicación	Áreas adjudicadas	% áreas adjudicadas	Total de meses
Trimestre 2 2017	Australia	Asia Pacifico	2016 Offshore (Federal)		✓	✓	ago-16	28	jun-17	2	7%	11
	México	America	Ronda 2.1		✓		jul-16	15	jun-17	10	67%	12
	Guinea Ecuatorial	África	EG Ronda 2016	✓	✓	✓	jun-16	17	jun-17	1	6%	13
	Groenlandia	Europa	Licensing Round 2016		✓	✓	sep-14	3	may-17	0	0%	33
	Marruecos	África	Gharb Centre Area	✓			jun-16	1	may-17	1	100%	12
	Indonesia	Asia Pacifico	2016 Conventional	✓	✓	✓	jun-16	14	may-17	0	0%	12
	Indonesia	Asia Pacifico	2016 Unconventional	✓			oct-16	3	may-17	0	0%	8
Trimestre 1 2017	US	North America	GOM Central Lease Sale 247		✓	✓	dic-16	9,118	mar-17	163	35%	4
	UK	Europa	29th Offshore		✓	✓	jul-16	1261*	mar-17	111*	9%	9
	India	Asia Pacifico	Discovered Small Fields (DRO)	✓	✓	✓	may-16	46	feb-17	31	67%	10
	Noruega	Europa	APA 2016		✓		mar-16	557*	ene-17	56*	10%	11
Trimestre 4 2016	Egipto	África	EGPC 2016 Round	✓	✓		may-16	11	dic-16	6	55%	8
	Chipre	Europa	3rd Licensing Round			✓	mar-16	3	dic-16	3	100%	10
	Ucrania	Europa	2nd Auction, 2016	✓			ago-16	2	dic-16	1	50%	5
	México	America	Ronda1.4			✓	may-16	10	dic-16	8	80%	8
	Canadá	America	NL16-01			✓	may-16	17	dic-16	9	53%	8
	Hungría	Europa	Fourth Round	✓			jun-16	9	nov-16	6	67%	6
	Canadá	America	NS16-01			✓	may-16	6	nov-16	0	0%	7
Malaysia	Asia Pacifico	Exploration Opportunities 2016	✓	✓	✓	oct-15	16	oct-16	0	0%	13	

Fuente: Wood Mackenzie. 2017