



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

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

EVALUACIÓN 2019

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

Evaluación 2019



Contenido

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Contexto del Plan Quinquenal: Evaluación 2019..... | 3 |
| 1 Introducción..... | 5 |
| 1.1 Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía..... | 6 |
| 1.2 Ronda Cero..... | 7 |
| 1.3 Otorgamiento de Asignaciones de Exploración y Extracción de Hidrocarburos..... | 9 |
| 1.4 Ronda Uno..... | 11 |
| 1.5 Ronda Dos..... | 14 |
| 1.6 Ronda Tres..... | 17 |
| 2 Marco Normativo..... | 22 |
| 2.1 Ley de Hidrocarburos..... | 22 |
| 2.2 Reglamento de la Ley de Hidrocarburos..... | 23 |
| 3 Política Energética..... | 24 |
| 3.1 Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024..... | 24 |
| 3.2 Restitución de reservas..... | 25 |
| 4 Recursos de hidrocarburos en México..... | 26 |
| 4.1 Provincias geológicas y petroleras..... | 26 |
| 4.2 Recursos petroleros..... | 29 |
| 4.2.1 Reservas de hidrocarburos..... | 30 |
| 4.2.2 Volumen remanente de hidrocarburos..... | 32 |
| 4.2.3 Recursos prospectivos..... | 33 |
| 4.3 Distribución de reservas por entidad federativa..... | 36 |
| 5 Proceso de evaluación a la ejecución del Plan Quinquenal..... | 39 |
| 5.1 Nominaciones..... | 40 |
| 5.2 Asistencia técnica de la CNH..... | 40 |
| 5.3 Evaluación del Plan Quinquenal para el periodo 2015-2019..... | 41 |
| 5.3.1 Superficie y Recursos Adjudicados..... | 42 |
| 5.3.2 Incorporación de Inversión por Áreas Contractuales..... | 45 |
| 5.3.3 Incremento en la Producción por Contratos..... | 48 |
| 5.3.4 Incorporación de Reservas por Contratos..... | 51 |
| 5.3.5 Ingresos a Favor del Estado por Contratos..... | 52 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.3.6 Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial | 52 |
| 5.3.7 Participación de Empresas en la Industria Petrolera Nacional..... | 55 |
| 5.3.8 Actividad de Perforación de Pozos por Contratos..... | 58 |
| 6. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019 | 60 |
| 6.1 Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos..... | 63 |
| 6.1.1 Aguas profundas..... | 64 |
| 6.1.2 Aguas someras..... | 65 |
| 6.1.3 Áreas terrestres convencionales..... | 66 |
| 6.1.4 Áreas terrestres no convencionales..... | 67 |
| 6.2 Áreas para la extracción de hidrocarburos..... | 68 |
| 6.2.1 Aguas profundas..... | 68 |
| 6.2.2 Áreas terrestres convencionales | 69 |
| 6.3 Áreas por entidad federativa | 70 |
| ANEXO 1. Información de reservas y volumen remanente por campo y entidad federativa (al 1 de enero de 2019)..... | 74 |
| ANEXO 2. Áreas del Plan Quinquenal..... | 82 |
| ANEXO 3. Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura..... | 89 |
| ANEXO 4. Análisis de licitaciones celebradas de Ronda Uno, Dos y Tres | 96 |

Contexto del Plan Quinquenal: Evaluación 2019

Con la Evaluación 2019 a la ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 (Plan Quinquenal) se concluye el primer ciclo de planeación para la licitación de áreas contractuales de exploración y extracción de hidrocarburos, habiéndose llevado a cabo un total de nueve (9) procesos licitatorios implementados en el marco de la Reforma Energética; cuatro (4) licitaciones de la Ronda Uno, cuatro (4) licitaciones de la Ronda Dos y una (1) licitación de la Ronda Tres.

En la presente evaluación del Plan Quinquenal, la Secretaría de Energía (SENER) conserva la naturaleza indicativa de este instrumento guardando identidad con su planeación de origen, pero desarrolla de manera integral la valoración del desempeño de la estrategia licitatoria de los Estados Unidos Mexicanos en el periodo 2015-2019, con la finalidad de determinar el grado de éxito alcanzado por el mismo para complementar las capacidades del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos por medio de Contratos para la Exploración y Extracción (CEE); información que a su vez representa una línea de referencia para que el Gobierno de México amplíe sus elementos para identificar la participación que deben guardar las rondas de licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos como pieza de la nueva política energética.

Son 103 CEE vigentes a 2019 adjudicados mediante rondas de licitación pública internacional, cuya evolución proporciona a la SENER la información para evaluar el desempeño de las licitaciones en la consecución de las metas del Estado mexicano en producción de hidrocarburos y restitución de reservas de la Nación, con la participación de 70 empresas en el sector además de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

En cumplimiento al artículo 27 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos que prevé la evaluación anual de la ejecución del Plan Quinquenal, la SENER realizó el ejercicio de evaluación durante el tercer trimestre de 2019, con el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para complementar el portafolio nacional de oportunidades de exploración y extracción en territorio nacional y guardar un registro ordenado del potencial petrolero mexicano al alcance del escrutinio público.

A la conclusión de su periodo de evaluación, el Plan Quinquenal conservó las premisas de operación adoptadas con la Estrategia 2017 en donde se privilegió un enfoque hacia las áreas de exploración que contienen campos de extracción, integrando así áreas con la columna geológica completa; áreas en las categorías de proyecto de aguas profundas, aguas someras, terrestres no convencionales (Lutitas y Chicontepec), y terrestres convencionales; tiempos previsibles entre convocatorias y licitaciones; un proceso de nominación por parte de la industria de forma abierta y continua; y la estandarización de las áreas por categoría de proyecto y de los procesos de licitación.

Adicionalmente, el Plan Quinquenal adoptó firmemente el principio de llevar a cabo los procedimientos de consulta previa, libre e informada a comunidades y pueblos indígenas, en aquellas áreas donde se prevería desarrollar proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, 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 (ASEA), la CNH y los gobiernos estatales, con el objetivo de alcanzar acuerdos y obtener el consentimiento de esas comunidades, en cumplimiento a lo dispuesto en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Constitución), 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, 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 (DOF) los decretos por los cuales se establecieron las Zonas de Salvaguarda que se mencionan a continuación:

1. Manglares y Sitios Ramsar
2. Región Selva Lacandona
3. Plataforma de Yucatán y Caribe Mexicano
4. Arrecifes de Coral del Golfo de México y Caribe Mexicano
5. Golfo de California, Península de Baja California y Pacífico Sudcaliforniano

En este sentido, el Plan Quinquenal excluyó las 5 regiones que forman parte de las Zonas de Salvaguarda, las 181 Áreas Naturales Protegidas Federales y 409 Estatales, en donde no se pueden realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Con motivo del otorgamiento de 64 Asignaciones para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (Asignaciones) a PEMEX en agosto de 2019, el Plan Quinquenal se actualiza considerando el nuevo alcance de los derechos concedidos a la empresa productiva del Estado respecto de los recursos petroleros descubiertos y no desarrollados ubicados en estas áreas.



1 Introducción

El Plan Quinquenal es un documento indicativo que sienta las bases de planeación y distribución territorial para la definición de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 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.

Durante 2017 la SENER replanteó la estrategia del Plan Quinquenal y publicó modificaciones a éste como parte de la evaluación anual de su ejecución, incorporando medidas tendientes a posicionar las rondas petroleras mexicanas a la par de los estándares internacionales en términos de competitividad y atracción a la inversión.

En 2018 se realizó la evaluación al Plan Quinquenal, en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. La evaluación de la ejecución del Plan se realizó considerando los resultados de las licitaciones celebradas durante 2018. Asimismo, se ajustaron las áreas licitadas y no adjudicadas en procesos anteriores en bloques estandarizados para el futuro diseño de nuevas áreas contractuales.

En el presente documento se evalúa la ejecución del Plan Quinquenal considerando los resultados de las licitaciones concluidas en términos de adjudicación, así como el desempeño real y las expectativas derivadas de los contratos que se mantienen vigentes al tercer trimestre de 2019.

El Plan Quinquenal considera las áreas y los campos del Estado para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos terrestres, así como en aguas someras y aguas profundas, excluyendo los recursos que ya se encuentran otorgados en Asignaciones a PEMEX.

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, complementando 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.



1.1 Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía

El Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (Decreto), dio lugar a una nueva organización de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos. A través de éste se gestionaron 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 artículo 27 determinó 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 especificó que el Estado, a través del Ejecutivo Federal, podría celebrar contratos con particulares o empresas productivas del Estado para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. El artículo 28 reafirmó 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.¹ 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 DOF. Estas leyes establecen las modalidades contractuales que el Estado podría utilizar para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural a fin de incrementar los ingresos petroleros de México. Los modelos de contratos contemplados por el nuevo marco regulatorio son, entre otros: contratos de utilidad o producción compartida, contratos de licencia y contratos de servicios.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la adjudicación de los CEE se llevaría 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 ya sea de manera individual, en consorcio o en asociación en participación, en igualdad de circunstancias.

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 posibles áreas a licitar.

¹ 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 30 de agosto de 2019.



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 artículo 27 de la Constitución, en relación con el Transitorio Sexto del Decreto, por el que 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 necesarias para explorar y extraer hidrocarburos de manera eficiente y competitiva. Este proceso fue denominado “Ronda Cero” y 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.²

El 13 de agosto de 2014, la SENER otorgó a PEMEX 489 Asignaciones, de las cuales 108 le permitieron realizar actividades de exploración (Tipo AE), 286 de extracción (Tipo A) y 95 que corresponden a campos en producción asignados hasta que el Estado los adjudique en un proceso licitatorio (Tipo AR).³

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 producción 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.

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

² Asociaciones de PEMEX. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55587/Ficha_tecnica_asociaciones.pdf, consultado el 30 de agosto de 2019.

³ SENER. 2014. Ronda Cero. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf, consultada el 30 de agosto de 2019.

De acuerdo con las estimaciones al 1 de enero de 2014, en lo que respecta a los recursos prospectivos, el Estado contaba con un volumen de 89.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), disponible para ser licitado por el Estado.

Adicionalmente, en términos de los artículos 12 y 13 de la Ley de Hidrocarburos, PEMEX puede solicitar la migración de las Asignaciones de las que sea titular a nuevos CEE. La procedencia de la migración será resuelta por la SENER, con asistencia técnica de la CNH, conforme a los términos fiscales que establezca la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

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

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

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

En términos de lo establecido en el Transitorio Sexto del Decreto, para las Asignaciones Tipo AE, una vez transcurrido un periodo inicial de exploración de 3 años, la SENER otorgó un periodo adicional de hasta 2 años a PEMEX en 101 Asignaciones. Con relación a lo anterior, a 7 Asignaciones de los 108 originales de la Ronda Cero, no se les otorgó el periodo adicional por las razones que se detallan a continuación:

- **2 Asignaciones:** PEMEX no solicitó el Periodo Adicional de Exploración de las 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 de las Asignaciones AE-0092 - Cinturón Subsalino - 10 y AE-0093 - Cinturón Subsalino - 11 a un CEE. El 30 de junio de ese mismo año, la SENER informó a PEMEX la procedencia de la solicitud de migración de dichas Asignaciones.

Una vez llevada a cabo la correspondiente licitación para la selección del socio de PEMEX, dentro del procedimiento de migración, el 3 de marzo de 2017 se suscribió el CEE CNH-A1-TRION/2016, bajo la modalidad de licencia, entre la CNH -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.

En consecuencia, el 3 de abril de 2017, la SENER informó a PEMEX, 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 de revisión 253/2014, interpuesto por Minera del Norte S.A. de C.V. en contra de la resolución dictada en el juicio de amparo No. 1762/2014, tramitado ante el Juzgado Décimo Sexto de Distrito en Materia Administrativa en el Distrito Federal, concedió la suspensión provisional 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 le 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.

Derivado de lo anterior, la SENER no ha llevado a cabo proceso administrativo alguno 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, ello hasta en tanto se resuelva la situación legal de dicho amparo.

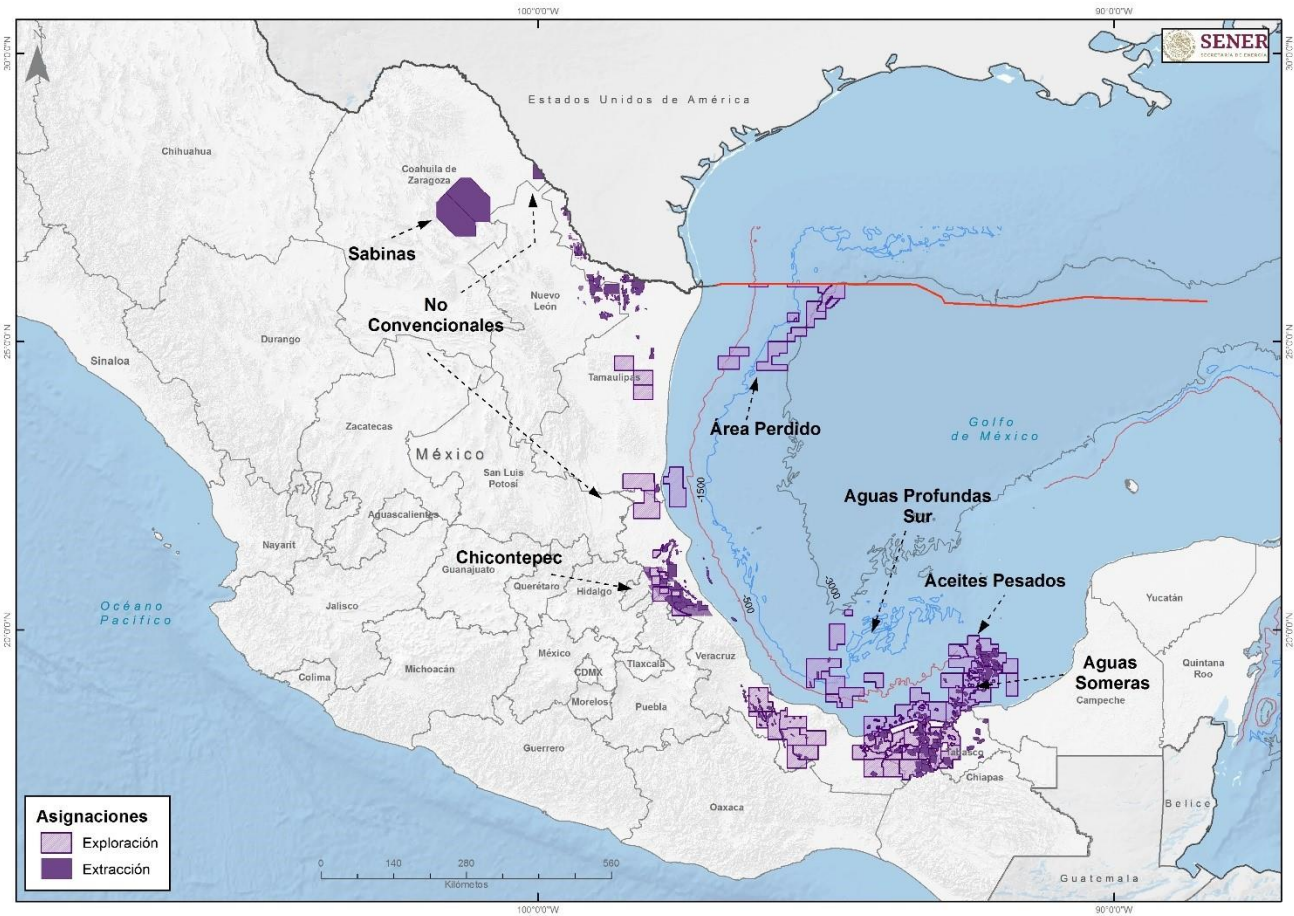
El 27 de agosto de 2019, feneció el plazo para que PEMEX pudiera llevar a cabo actividades de exploración en 81 Asignaciones otorgadas en Ronda Cero para esta finalidad, para lo cual la SENER requirió a PEMEX revertir al Estado las áreas de Asignación de dichos títulos, de conformidad con lo establecido en sus términos y condiciones.

1.3 Otorgamiento de Asignaciones de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Con la finalidad de incrementar la plataforma de producción de hidrocarburos, además de contribuir en el desarrollo a mediano y largo plazo de la Nación, la creación de empleos directos e indirectos en Entidades Federativas con actividad petrolera y el desarrollo de infraestructura y tecnología, cumpliendo así con el retorno económico y social para el Estado, la SENER en ejercicio de las atribuciones conferidas por los artículos 33, fracción VII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 6 de la Ley de Hidrocarburos y 8 de su Reglamento, con la opinión de la CNH, resolvió otorgar a PEMEX 64 Asignaciones como el mecanismo más adecuado para el interés del Estado para continuar con las actividades de exploración con la finalidad de que se descubran nuevas acumulaciones de hidrocarburos que contribuyan a la restitución de reservas que permitan mantener o, en su caso, incrementar la producción como garantía de abasto.

El Mapa 1 muestra la localización de las Asignaciones en las condiciones que guardan al mes de septiembre de 2019, 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.



Mapa 1. Asignaciones vigentes de PEMEX


En términos de reservas probadas y probables (2P) PEMEX tiene asignado un volumen de aproximadamente 14,759.5⁴ (MMbpce) y recursos prospectivos por 14,402 MMbpce [Tabla 2], es decir el 93% y 13% del total nacional, respectivamente.

Tabla 2. Reservas y recursos petroleros de México asignados a Petróleos Mexicanos

| Tipo de Asignación | Número | Superficie (km ²) | Reservas 2P (MMbpce) | Recursos Prospectivos (MMbpce) |
|--------------------------|------------|-------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Extracción | 258 | 21,856.7 | 9,706.9 | 311 |
| Exploración y Extracción | 92 | 70,101.6 | 4,245.5 | 14,091 |
| Resguardo | 45 | 2,438.3 | 807 | 0 |
| Total | 395 | 94,396.6 | 14,759.4 | 14,402 |

⁴ Cuantificación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2019, CNH.

1.4 Ronda Uno

La Ronda Uno comprendió una serie de cuatro licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de CEE, llevadas a cabo por el Estado mexicano. Fue la ronda fundacional del Plan Quinquenal⁵ 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 era crear una industria robusta con empresas especializadas en los distintos tipos de áreas y campos que complementaran las actividades de PEMEX. Los criterios utilizados para definir la Ronda Uno incluyeron:

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

La Ronda Uno 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 en el DOF 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 del 2015 se llevó a cabo la apertura de las propuestas y se adjudicaron los dos primeros CEE. Los licitantes ganadores se muestran en la Tabla 3.

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. en consorcio con Talos Energy LLC y Premier Oil, PLC. |
| Bloque 7 | Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V. en consorcio con Talos Energy LLC y Premier Oil, PLC. |

El 27 de febrero de 2015, se publicó en el DOF la Segunda Convocatoria para la adjudicación de CEE de producción compartida en nueve campos agrupados en cinco áreas contractuales localizados en aguas someras. En esta ocasión los campos a licitar incluían reservas certificadas con una superficie total 278.8 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 4.

⁵ CNH. 2015. Ronda Uno. Disponible en: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>, consultado el 30 de agosto de 2019.



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

| Área Contractual | Campo(s) | Licitante Ganador |
|--------------------|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Área Contractual 1 | Amoca, Miztón, Tecoailli | Eni International B.V. |
| Área Contractual 2 | Hokchi | Pan American Energy LLC en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios S.A. de C.V. |
| Área Contractual 4 | Ichalkil y Pokoch | Fieldwood Energy LLC en consorcio con Petrobal S.A.P.I. de C.V. |

El 12 de mayo de 2015 la CNH publicó en el DOF 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 813.5 km². Para esta licitación se utilizó la modalidad de un contrato de licencia y el 15 de diciembre de 2015, se presentaron las ofertas y se adjudicaron las 25 áreas contractuales. Los licitantes ganadores se muestran en la Tabla 5.

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 | Consorcio 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. ⁶ . |
| 11 | Malva | Renaissance Oil Corp S.A. de C.V. |
| 12 | Mareógrafo | Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V. |
| 13 | Mayacaste | Grupo Diarqco, S.A. de C.V. |
| 14 | Moloacán ⁷ | 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. ⁸ . |

⁶ El Órgano de Gobierno de la CNH, durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del 2016, determinó adjudicar el área al Licitante en segundo lugar "Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V., en consorcio con Ingeniería, Construcciones y Equipos Conequipos Ing. Ltda., Industrial Consulting S.A.S., Marat Internacional S.A. de C.V., y Constructora Tzaulan, S.A. de C.V.", por causas atribuibles al Licitante en primer lugar.

⁷ Mediante la resolución CNH.E.32.002/18 emitida el 29 de mayo de 2018, la CNH da por concluido el procedimiento de terminación anticipada del contrato CNH-R01-L03-A14/2015 (Moloacán), haciendo efectiva la renuncia del contratista.

⁸ El Órgano de Gobierno de la CNH, durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del 2016, determinó adjudicar el área al Licitante en segundo lugar "Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.", por causas atribuibles al Licitante en primer lugar.

| | | |
|----|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 18 | Peña Blanca | Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. |
| 19 | Pontón | Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. ⁹ |
| 20 | Ricos | Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. ¹⁰ |
| 21 | San Bernardo | Sarreal, S.A. de C.V. ¹¹ |
| 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. ¹² |
| 25 | Topén | Renaissance Oil Corp S.A. de C.V. |

El 17 de diciembre de 2015, la CNH publicó la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno, mediante la cual inició el proceso de licitación de diez áreas en aguas profundas y ultra profundas con un CEE de licencia. 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 6.

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. en consorcio con ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.I de C. V |
| 3 | | Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción e 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. en consorcio con BP Exploration Mexico, S.A. de C.V. y Total E&P México S.A. de C.V. |
| 7 | | Statoil E&P Mexico, S.A. de C.V. en consorcio con BP Exploration Mexico, S.A. de C.V. y Total E&P México S.A. de C.V. |
| 8 | | PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. en consorcio con Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V. |
| 9 | | Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. en consorcio con Ophir Mexico Holding Limited; PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. y Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V. |

Asimismo, el 5 de diciembre de 2016 se realizó la apertura de propuestas para seleccionar al socio de PEMEX, a fin de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el bloque Trion, el cual se encuentra en el Cinturón Plegado Perdido, tiene una superficie de 1,285 km² y cuenta con un volumen técnicamente recuperable 3P de 485.4 MMbpce.

⁹ El Órgano de Gobierno de la CNH, durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del 2016, determinó adjudicar el área al Licitante en segundo lugar "Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.", por causas atribuibles al Licitante en primer lugar.

¹⁰ El Órgano de Gobierno de la CNH, durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del 2016, determinó adjudicar el área al Licitante en segundo lugar "Steel Serv. S.A. de C.V. en consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S.A. de C.V., Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S.A. de C.V. y Mercado de Arenas Sílicas, S.A. de C.V." por causas atribuibles al Licitante en primer lugar.

¹¹ El Órgano de Gobierno de la CNH, durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del 2016, determinó adjudicar el área al Licitante en segundo lugar "Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.", por causas atribuibles al Licitante en primer lugar.

¹² El Órgano de Gobierno de la CNH, durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria del 2016, determinó adjudicar el área al Licitante en segundo lugar "Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.", por causas atribuibles al Licitante en primer lugar.

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 624 millones de dólares (MMUSD).

1.5 Ronda Dos

En la Ronda Dos a diferencia de las convocatorias de la Ronda Uno, se consideraron 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 más eficaz.

El 20 de julio de 2016, la CNH publicó en el DOF la Primera Convocatoria de la Ronda Dos, en la que se consideraron 15 áreas contractuales en las Cuencas del Sureste, Tampico-Misantla y Veracruz. Aproximadamente 51% del área no adjudicada durante la Primera y Segunda Convocatorias de la Ronda Uno se incluyó en esta Primera Convocatoria de la Ronda Dos. En total, estas áreas tenían una extensión territorial de 8,908 km², con recursos prospectivos promedio de 180 MMbpce por área contractual y un tirante de agua de hasta 500 metros. De acuerdo con la información de la CNH, en estos bloques se podía encontrar aceite ligero, aceite pesado, gas húmedo y gas seco. Para estas áreas se utilizó un CEE de producción compartida, y 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 el 19 de junio de 2017 y en la Tabla 7 se muestran los resultados de las 10 áreas adjudicadas de esta licitación:

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

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

El 24 de agosto de 2016, la CNH publicó en el DOF la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos, cuyo objetivo fue licitar 12 áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en zonas terrestres con capacidad de producción probada.



De las 12 áreas contempladas inicialmente dos se localizaban 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 para adjudicar CEE. 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, la licitación se integró finalmente con 10 áreas contractuales.

Las áreas, ubicadas en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Tabasco y Veracruz, cuentan con reservas probadas de gas húmedo donde existe infraestructura que puede 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 un bloque más pertenecientes a la Cuenca del Sureste.

Las 10 áreas contractuales tienen una superficie de 4,219.3 km², con recursos prospectivos promedio de 109 MMbpce. Las áreas incluyen 39 campos cuyos factores de recuperación varían de 1% a 55%. Debido a las características del recurso, la SENER determinó utilizar un CEE de licencia para administrar estas áreas. La apertura de propuestas se realizó el miércoles 12 de julio de 2017 y se adjudicaron siete de las 10 áreas contractuales ofertadas. En la Tabla 8 se indican los licitantes ganadores:

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. en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V. |
| 4 | Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. |
| 5 | Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. |
| 7 | Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. |
| 8 | Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. |
| 9 | Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. |
| 10 | Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. |

El 15 de noviembre de 2016, la CNH publicó en el DOF la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos en la que se consideraron 14 áreas terrestres con recursos convencionales que en conjunto sumaron una superficie de 2,595 km², 251 MMbpce de recursos prospectivos y 328 MMbpce de volumen original remanente. Estas áreas se ubican en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz y Tabasco e incluyen 25 campos, para las cuales se utilizó un CEE de licencia. Las propuestas fueron abiertas el 12 de julio de 2017 y las 14 áreas contractuales fueron adjudicadas como se muestra en la Tabla 9.



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. en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V. |
| 2 | Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. en consorcio con Verdad Exploration Mexico LLC |
| 3 | Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. en consorcio con Verdad Exploration Mexico LLC |
| 4 | Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. en consorcio con 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, en consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V., y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V. ¹³ |
| 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. |
| 10 | Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, en consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V., y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V. |
| 11 | Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, en consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V., y 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. |

El 20 de julio de 2017, la CNH publicó en el DOF la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos para exploración y extracción en aguas profundas. 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 70,866 km² y un recurso prospectivo asociado de 4,228 MMBpce.

El 27 de septiembre de 2017, 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 ASEA la elaboración de un estudio que analizara a profundidad las implicaciones ambientales de la posible realización de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos respecto del área natural protegida denominada Arrecife Alacranes. Lo anterior, dado que el tiempo requerido para el estudio ambiental excedía 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 presentación de propuestas se llevó a cabo el pasado 31 de enero de 2018 y se adjudicaron 19 CEE a 11 empresas agrupadas en 11 licitantes, los cuales tienen una inversión asociada de aproximadamente 92.8 miles de millones de dólares durante los próximos 35 años. La apertura de propuestas se realizó el 31 de enero de 2018 y se adjudicaron 19 de las 29 áreas contractuales ofertadas, los licitantes ganadores se muestran en la Tabla 10:

¹³ El consorcio ganador no realizó el pago en efectivo por 2,179,000 dólares derivado del empate en la propuesta económica al Fondo Mexicano del Petróleo, por lo que el Órgano de Gobierno de la CNH, de conformidad con las Bases de Licitación, designó que el área sería adjudicada al licitante en segundo lugar: Roma Exploration and Production LLC, en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V., Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V., y Golfo Suplemento Latino, S.A. de C.V. El contrato fue firmado el 27 de abril de 2018.

Tabla 10. Licitantes Ganadores de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos

| Área contractual | Licitante Ganador |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción |
| 3 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. en consorcio con Qatar Petroleum International Limited |
| 4 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. en consorcio con Qatar Petroleum International Limited |
| 5 | Pemex Exploración y Producción |
| 6 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. en consorcio con Qatar Petroleum International Limited |
| 7 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. en consorcio con Qatar Petroleum International Limited |
| 10 | Repsol Exploración Mexico, S.A. de C.V. en consorcio con PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. y Ophir Mexico Limited |
| 12 | PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. en consorcio con Ophir Mexico Limited y PTTEP Mexico E&P Limited, S. de R.L. de C.V. |
| 14 | Repsol Exploración Mexico, S.A. de C.V. en consorcio con PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. |
| 18 | Pemex Exploración y Producción |
| 20 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. |
| 21 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. |
| 22 | Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción, e Inpex E&P México, S.A. de C.V. |
| 23 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. |
| 24 | Eni México, S. de R.L. de C.V. en consorcio con Qatar Petroleum International Limited |
| 25 | PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. |
| 26 | PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. |
| 28 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. |
| 29 | Repsol Exploración México, S.A. de C.V. en consorcio con PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V., Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V., y PTTEP Mexico E&P Limited, S. de R.L. de C.V. |

1.6 Ronda Tres

El 29 de septiembre de 2017, la CNH publicó en el DOF la Primera Convocatoria de la Ronda Tres, la cual buscó impulsar el sector petrolero marino a partir de la exploración y descubrimiento de nuevos recursos que restituyan las reservas del país, aumentar la producción de aceite y gas, consolidar zonas petroleras de desarrollo integral y de atracción a la inversión y crear empleos de calidad.

Dicha licitación se conformó por 35 áreas para la 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.

El 22 de febrero de 2018, en el marco de la 9ª Sesión Extraordinaria, el Órgano de Gobierno de la CNH aprobó modificaciones a las bases de la licitación de esta convocatoria para ajustar las coordenadas de las áreas 27 y 31, dando como resultado una reducción de 223 km² para evitar superposición con el establecimiento del proyecto de Área Natural Protegida "Arrecife Los Tuxtles".

El pasado 27 de marzo de 2018, se llevó a cabo la apertura de propuestas y se adjudicaron 16 de las 35 áreas a 14 empresas agrupadas en 12 licitantes. En promedio, la participación del Estado de las posturas ganadoras fue de 45.8%. Como parte de éstas, los licitantes se comprometieron a realizar 9 pozos adicionales y al pago de montos en efectivo por un total de 124 millones de dólares. Los licitantes ganadores se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Licitantes ganadores de la Primera Convocatoria de la Ronda Tres

| Área contractual | Licitante Ganador |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 5 | Repsol Exploración México, S.A. de C.V. |
| 11 | Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V. |
| 12 | Repsol Exploración México, S.A. de C.V. |
| 13 | Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V. |
| 15 | Capricorn Energy Limited en consorcio con Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V. |
| 16 | Pemex Exploración y Producción en consorcio con Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. y Compañía Española de Petróleos, S.A.U. |
| 17 | Pemex Exploración y Producción en consorcio con Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. y Compañía Española de Petróleos, S.A.U. |
| 18 | Pemex Exploración y Producción e consorcio con Compañía Española de Petróleos, S.A.U. |
| 28 | ENI México S. de R.L. de C.V. en consorcio con Lukoil Upstream Mexico, S. de R.L. de C.V. |
| 29 | Pemex Exploración y Producción |
| 30 | Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. en Consorcio con Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V. y Sapura Exploration and Production Sdn. Bhd. |
| 31 | Pan American Energy, LLC |
| 32 | Total, E&P México, S.A. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción |
| 33 | Total, E&P México, S.A. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción |
| 34 | Total, E&P México, S.A. de C.V. en consorcio con BP Exploration Mexico, S.A. de C.V. y Pan American Energy, LLC |
| 35 | Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción |

El 25 de enero de 2018, la CNH publicó en el DOF la Segunda Convocatoria de la Ronda Tres para la licitación de 37 áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en zonas terrestres de recursos convencionales. Esta convocatoria privilegiaría actividades de exploración para incrementar la certidumbre sobre el potencial del subsuelo mexicano en áreas que contienen aceite y gas no asociado.

Las áreas operarían bajo el modelo de contratación de Licencia, dirigido a empresas con capacidad técnica para operar en campos terrestres. Las 37 áreas comprenderían una superficie de 9,513 km², recursos prospectivos por 260 MMBpce y volumen remanente por 219 MMBpce, se ubicaron en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco. Mediante acuerdo CNH.E.70.003/18 de fecha 11 de diciembre de 2018 la CNH emitió la resolución de cancelación de la licitación.

El 2 de marzo de 2018, la CNH publicó en el DOF la Tercera Convocatoria de la Ronda Tres, que incluyó 9 bloques para la exploración y extracción de hidrocarburos en zonas terrestres de recursos no convencionales en la Cuenca de Burgos, en el norte de Tamaulipas, para la cual se emplearía el modelo de contratación de licencia.



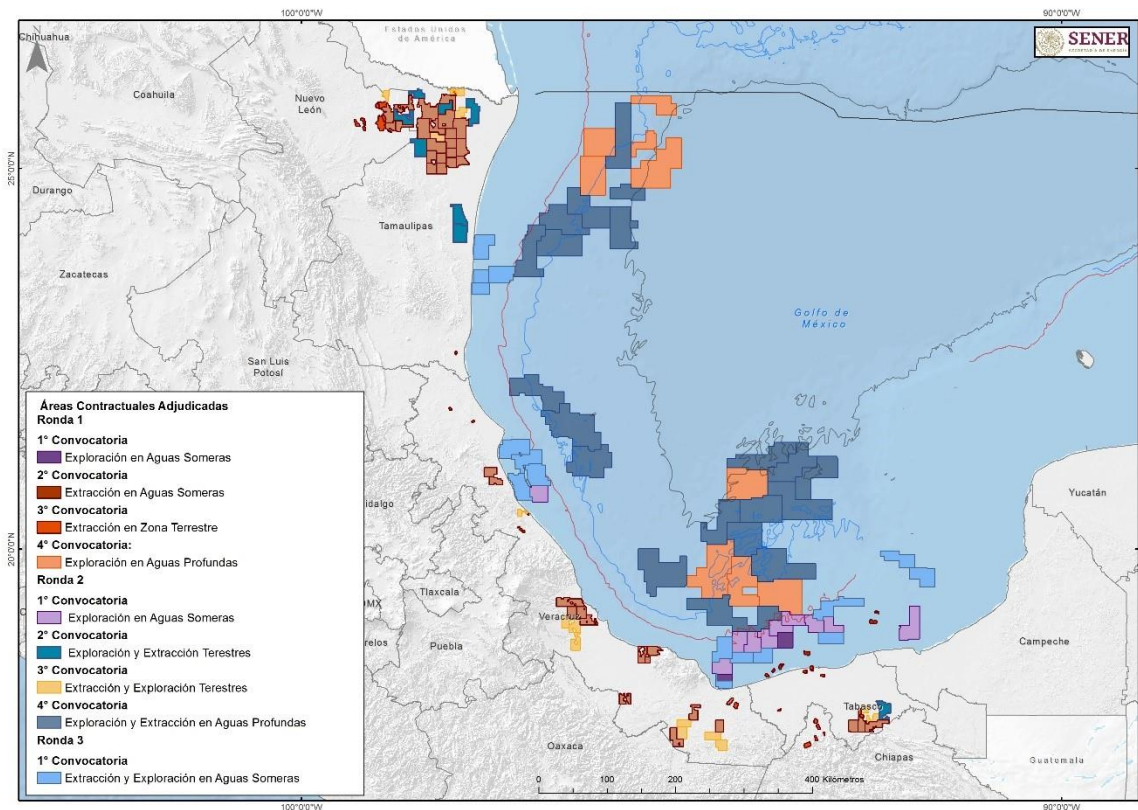
Las 9 áreas comprendieron una superficie de 2,704 km², recursos prospectivos convencionales por 53 MMbpce, recursos prospectivos no convencionales por 1,161 MMbpce y un volumen remanente por 136 MMbpce. Mediante acuerdo CNH.E.70.004/18 de fecha 11 de diciembre de 2018 la CNH emitió la resolución de cancelación de la licitación.

Al respecto, el 11 de diciembre de 2018, en la 70ª Sesión del Órgano de Gobierno de la CNH, se aprobó la cancelación de los procesos de licitación, en virtud de que la SENER solicitó a la dicho Órgano Regulador la exclusión de las 37 y 9 áreas contractuales de las Licitaciones CNH-R03-L02/2018 y CNH-R03-L03/2018, respectivamente, con objeto de revisar la política energética y evaluar los resultados y avances de los CEE vigentes. Al ser excluidas la totalidad de las áreas contractuales en cada licitación, ambos procesos quedaron sin objeto.

El 7 de agosto de 2018 durante la 46ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH, se aprobó la resolución por la que se inició el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual 15, respecto del CEE CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018; adjudicado en la primera licitación de la Ronda Tres, en la que Capricorn Energy y Citla Energy resultaron ganadoras del CEE bajo la modalidad de producción compartida. El área contractual cuenta con una extensión de 961 km² frente a las costas de Tamiahua, en Veracruz. El operador notificó al órgano regulador la renuncia irrevocable al 49% del área por motivos de protección al ambiente en sitios marinos debido a su cercanía a áreas naturales protegidas. Por tal motivo, se prevé que esta área sea excluida de los próximos procesos de licitación.

Las Tablas 12, 13 y 14 muestran un resumen de la distribución de recursos, tipos de CEE y ubicación de las áreas y campos incluidos en las Rondas Uno, Dos y Tres en el momento del anuncio público de cada licitación. La información señalada referente a las Bases de Licitación de cada convocatoria anteriormente mencionadas, así como su modalidad de contratación se encuentran publicadas y disponibles para consulta en la página www.rondasmexico.gob.mx.



Mapa 2. Áreas adjudicadas en la Ronda Uno, Dos y Tres

Tabla 12. 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: 1,871 | - |
| Área total (km ²) | 4,222 | 279 | 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 CEE. | 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 CEE 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 13. 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 CEE Adjudicados | 10 | 7 | 14 | 19 |
| * Recursos prospectivos documentados en probabilidad media con riesgo y adicionales en probabilidad media | | | | |

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

Tabla 14. Licitaciones de Ronda Tres

| Concepto | Convocatoria | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------------------------|
| | Primera | Segunda | Tercera |
| Recursos prospectivos* (MMbpce) | 1,988 | 259.7 | 1,161 no convencional y 53 convencional |
| Reservas certificadas (MMbpce) | - | Volumen remanente: 219 | Volumen remanente: 136 |
| Área total (km ²) | 26,042 | 9,513 | 2,704 |
| Tamaño de bloques/ campos (km ²) | 390-1,225 | 46-521 | 255-415 |
| Numero de bloques/campos | 35 | 37 | 9 |
| Categoría | Aguas someras | Terrestres convencionales | Terrestres no convencionales |
| Modalidad de contratación | Producción compartida | Licencia | Licencia |
| Presentación de Propuestas | 28 de marzo de 2018 | Cancelada | Cancelada |
| Número de CEE Adjudicados | 16 | - | - |
| * 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 dan sustento a la emisión, evaluación y modificación del Plan Quinquenal, así como la relación que guardan 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, 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 dicha ley establecen que la SENER aprobará y emitirá el Plan Quinquenal con base en la propuesta de la CNH; asimismo, prevén que el Plan podrá ser adicionado o modificado con posterioridad a su publicación, en términos del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

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 CEE y lineamientos técnicos definidos por la SENER; así como las condiciones económicas relativas a los términos fiscales establecidos por la SHCP. Los lineamientos técnicos son específicos para cada licitación e incluyen los criterios de precalificación conforme a los cuales las empresas participantes deben acreditar sus capacidades técnicas, de ejecución, financieras y de experiencia para llevar a cabo las actividades objeto del CEE que les sea adjudicado.

Los procesos de licitación abarcan diversos actos y etapas en los que participan diferentes instituciones bajo un sistema de pesos y contrapesos. Es así que la SENER selecciona las áreas a licitar, establece el modelo de contratación, diseña los términos y condiciones técnicos de los CEE, establece los lineamientos técnicos de cada licitación y define los criterios de precalificación que deberán acreditar los participantes.

Por su parte, la CNH brinda asistencia técnica a la SENER en la selección de áreas contractuales, emite las bases que se observarán en los procesos de licitación conforme a los lineamientos que la SENER establezca, realiza los procesos de licitación referidos, suscribe los CEE adjudicados y los administra técnicamente.

La SHCP fija las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los CEE, determina las variables de adjudicación y los mecanismos de adjudicación de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y a los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica.

La Secretaría de Economía opina respecto a los porcentajes mínimos de contenido nacional establecidos por la SENER para cada uno de los CEE, con la finalidad de promover el desarrollo de cadenas productivas locales y regionales sin afectar la posición competitiva de los contratistas.



La Comisión Federal de Competencia Económica emite opinión sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación de los CEE, con el fin de garantizar el apego a las mejores prácticas de la industria, así como a los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica.

La ASEA regula, supervisa y sanciona los CEE 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 los CEE.

Finalmente, es importante mencionar que la Ley de Hidrocarburos prevé en su artículo 119 que previo al otorgamiento de un CEE, la SENER en coordinación con la Secretaría de Gobernación y demás dependencias y entidades competentes, realizará un estudio de impacto social respecto del área objeto del CEE.

2.2 Reglamento de la Ley de Hidrocarburos

El Plan Quinquenal se encuentra regulado en los artículos 26, 27 y 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Este ordenamiento señala que, durante el mes de junio del primer año de cada quinquenio, la CNH enviará la propuesta del Plan Quinquenal a la SENER.

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

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

En el Plan Quinquenal, la SENER podrá considerar las propuestas de áreas contractuales que reciba de cualquier empresa productiva del Estado o persona moral, sobre las cuales exista interés, siempre que éstas sean presentadas a más tardar en el segundo trimestre de cada año.

Por su parte, el artículo 26 indica que durante el mes de junio de cada quinquenio la SENER recibirá la propuesta de CNH del Plan Quinquenal, resolverá sobre su aprobación dentro de los sesenta días hábiles siguientes a su recepción y lo publicará en su página electrónica. Con base en lo anterior, en junio de 2020 la CNH deberá proponer a la SENER el Plan Quinquenal para el periodo 2020-2024, para su revisión y aprobación.



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. Para el ejercicio de dichos derechos, el Plan Quinquenal fungió como una herramienta para encaminar un suministro competitivo, suficiente, económicamente viable y ambientalmente responsable de los hidrocarburos que demanda el desarrollo de la Nación.

El cambio de régimen representado por la administración del C. Presidente Andrés Manuel López Obrador a partir del 1 de diciembre de 2018 significó un cambio en la agenda y en la visión del sector energético mexicano, orientando la política energética en una tesitura de autosuficiencia y fortalecimiento de las empresas productivas del Estado para devolverles el papel protagónico que tuvieron en el pasado.

No obstante, el Gobierno de México tomó la decisión de trabajar sobre el Marco Jurídico vigente, teniendo como base lo establecido en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y en los diversos ordenamientos jurídicos en materia energética que de ella emanan, con la finalidad de brindar certeza jurídica a las actividades que realizan quienes conforman el sector energético.

La actual administración tiene el compromiso de respetar los contratos suscritos en el marco de la Reforma Energética y de alentar la inversión privada, tanto la nacional como la extranjera, en un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras. Para conseguir este objetivo, el Gobierno de México continúa en su valoración de los CEE derivados del Plan Quinquenal para definir su participación en la nueva política energética.

Al respecto, el Plan Quinquenal muestra las áreas del Estado que podrán apoyar a las Metas Nacionales establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND) y a las metas de producción, buscando siempre la continuidad en el desarrollo energético y económico del país.

3.1 Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024

El PND sostiene que el crecimiento económico, el incremento de productividad y la competitividad no tienen sentido como objetivos en sí mismos sino como medios para lograr un objetivo superior: el bienestar general de la población.

De esta forma, la evaluación 2019 del Plan Quinquenal está alineada al principio rector Economía para el Bienestar del PND, con el cual se busca un camino de crecimiento para la Nación con austeridad y sin corrupción, disciplina fiscal, cese del endeudamiento, creación de empleos y fortalecimiento del mercado interno, entre otros.

Un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de PEMEX, buscando que vuelva a operar como palanca de desarrollo nacional.



La empresa productiva del Estado recibirá recursos extraordinarios por parte del Gobierno Federal para su modernización e incremento de competitividad, de tal forma que sea el pilar central de la recuperación de la producción de hidrocarburos y de combustibles refinados.

Asimismo, el PND instruye a mantener finanzas sanas, con lo cual el Gobierno Federal no incurrirá en endeudamiento para financiar los gastos del Estado ni para ningún otro propósito, ya que no se gastará más dinero del que ingrese a la hacienda pública. Bajo este precepto, el Plan Quinquenal recopila el potencial petrolero del país para habilitar la instrumentación de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos alineadas a las actividades del Ejecutivo Federal y a la visión del PND para promover el crecimiento económico libre de endeudamiento.

3.2 Restitución de reservas

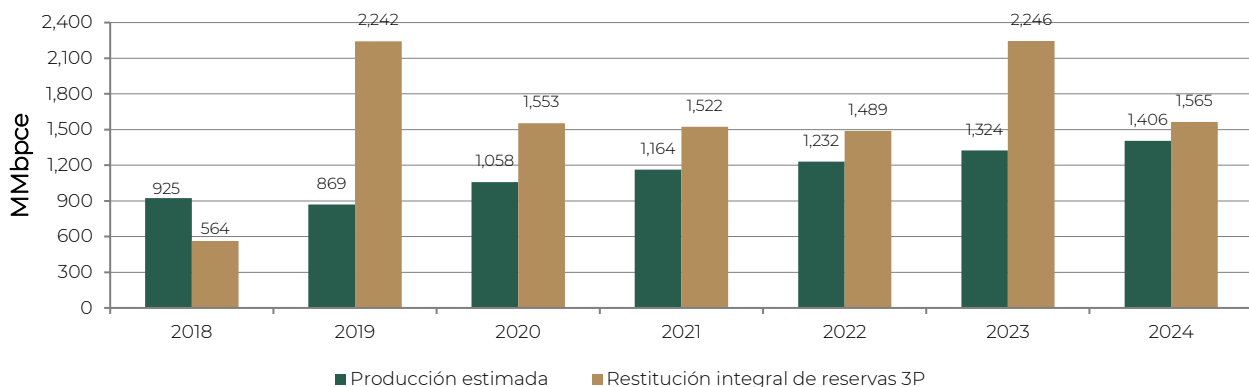
La tasa de restitución integral de reservas considera la incorporación por nuevos descubrimientos y por la delimitación, desarrollo y revisión de los volúmenes de hidrocarburos asociados a los campos existentes. Esta tasa se calcula en términos anuales utilizando la siguiente fórmula:

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

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 2018, la producción anual se ubicó en 924.9 MMbpce y la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos ascendió a 24.5% con la adición de 226.4 MMbpce a los inventarios nacionales, mientras que la tasa de restitución integral de reservas 3P se ubicó en 61% como consecuencia de la adición de 534.9 MMbpce por revisiones de campos y la reducción en 197.0 MMbpce por resultados desfavorables en el desarrollo y delimitación de yacimientos.

Gráfico 1. Producción anual y restitución de reservas estimadas con Asignaciones y CEE vigentes



Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

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 principales características geológicas de las provincias petroleras, se analiza la información de las reservas y de los recursos prospectivos y, finalmente, se muestra su distribución geográfica, con el objeto de precisar los recursos con los que cuenta el país.

4.1 Provincias geológicas y petroleras

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

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

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

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

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

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

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

Mapa 3. Provincias petroleras de México



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



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

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

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

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

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

12.- Vizcaíno-La Purísima-Iray: Es una cuenca de antearco, sus rocas generadoras corresponden a lutitas del Cretácico y Paleoceno, sus rocas almacenadoras corresponden a areniscas de la Formación Valle del Cretácico Superior. Las trampas son principalmente estratigráficas y combinadas, son 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.



4.2 Recursos petroleros

En México, la clasificación de los hidrocarburos considera todas las cantidades de ocurrencia natural, descubiertas o no descubiertas, tanto las convencionales, como las que se denominan no convencionales¹⁴ además de las cantidades ya producidas. La metodología que se ha utilizado para la evaluación de recursos petroleros en México sigue las normas establecidas por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*. A esta clasificación se le denomina *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

De conformidad con la evaluación, al 1 de enero de 2019, los recursos petroleros de México [Tabla 15] 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. En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 25,106.1 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 7,897.3 MMbpce son reservas probadas (1P).

Tabla 15. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2019 (MMbpce)

| Provincia petrolera* | Producción acumulada*** | | Reservas | | | Recursos prospectivos | |
|-----------------------------|-------------------------|------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-------------------|
| | Volumen | % | 1P | 2P | 3P | Convencionales | No convencionales |
| Burgos | 2,524.9 | 4.0 | 191.7 | 350.8 | 540.7 | 3,282.0 | 10,472.9 |
| Cinturón Plegado de Chiapas | 22.9 | 0 | 0.3 | 5.7 | 13.1 | 1,172.0 | - |
| Cinturón Plegado Perdido | - | - | - | - | - | 29.8 | - |
| Cuencas del Sureste | 50,035.6 | 82 | 6,301.6 | 10,888.5 | 15,995.5 | 14,033.4 | - |
| Golfo de México Profundo | - | - | 63.5 | 164.7 | 891.2 | 27,852.6 | - |
| Plataforma de Yucatán | - | - | - | - | - | 1,856.1 | - |
| Sabinas-Burro-Picachos | 130.36 | 0 | 5.5 | 6.5 | 9.3 | 374.0 | 14,246.9 |
| Tampico-Misantla** | 7,479.9 | 12 | 865.4 | 3,328.4 | 6,128.3 | 2,281.0 | 34,921.6 |
| Veracruz | 949.8 | 2 | 456.6 | 1,037.8 | 1,442.1 | 1,778.0 | 562.8 |
| Reservas Asociadas a CEE | - | - | 12.5 | 53.8 | 85.9 | - | - |
| Total | 61,143.6 | 100 | 7,897.3 | 15,836.2 | 25,106.1 | 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.

¹⁴ 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 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 50,035.6 MMbpce (82% de la producción total). Además, cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (63% del total) y con un importante volumen de recursos prospectivos estimado en 14,033 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 27,853 MMbpce. Los recursos petroleros en ambas provincias confirman el potencial productor de las Aguas Territoriales del Golfo de México y representan 80% 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 15 se realizó con base en la información derivada de las actividades productivas y exploratorias de PEMEX y los contratistas, las cuales son reportadas por la CNH. Por lo tanto, 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.

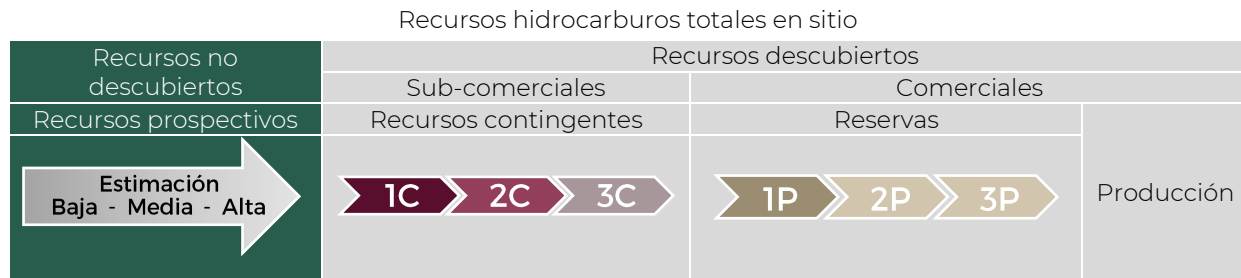
4.2.1 Reservas de hidrocarburos

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. El 13 de agosto de 2015, se publicaron en el DOF los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, mismos que se modificaron el 15 de abril de 2016. En 2016 CNH inició un proceso de revisión que derivó en el Acuerdo CNH.E.58.001/17¹⁵ Dichos lineamientos siguen los criterios y definiciones internacionales contenidos en las *Guidelines for the Application of the Petroleum Resources Management System (PRMS)* emitidas conjuntamente por la *Society of Petroleum Engineers*, la *American Association of Petroleum Geologists*, el *World Petroleum Council*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* y la *Society of Exploration Geophysicists*¹⁶. La Tabla 16 muestra la clasificación de las reservas bajo estos criterios.

¹⁵ Diario Oficial de la Federación. 2017. Resolución CNH.E.58.001/17 por la que se aprueban los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508418&fecha=20/12/2017, consultado el 02 de septiembre de 2019

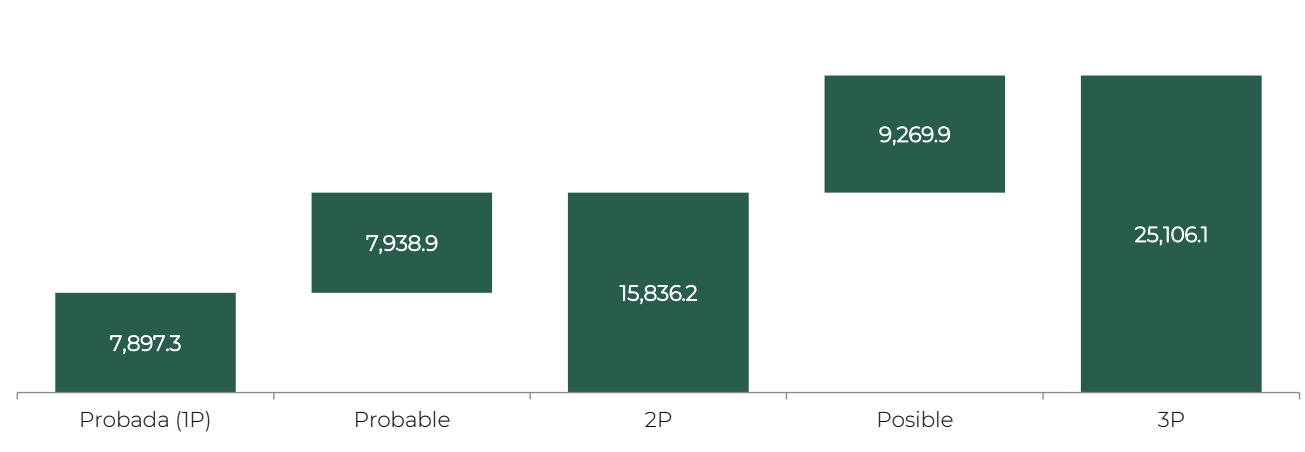
¹⁶ Society of Petroleum Engineers. 2011. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. Capítulo 2, p. 10. Disponible en: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf, consultada el 02 de septiembre de 2019.

Tabla 16. 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 Transitorio Quinto del Decreto y del artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos.

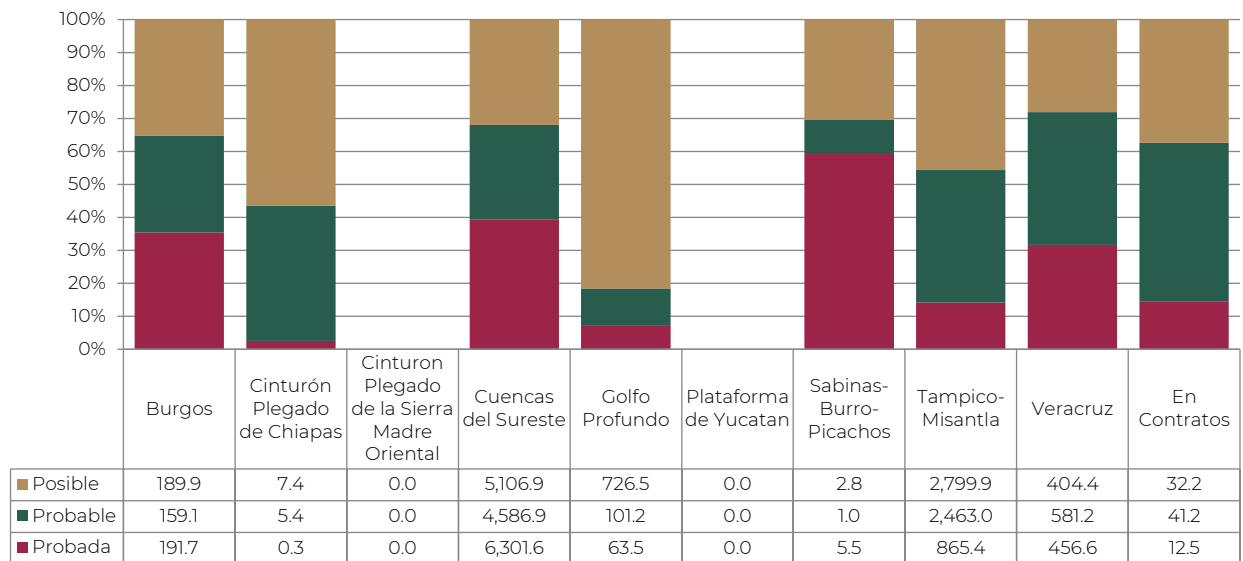
De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2019 [Gráfico 2], México cuenta con reservas totales por 25,106.1 MMbpce, probadas de 7,897.3 MMbpce¹⁷, probables por 7,938.9 MMbpce y posibles por 9,269.9 MMbpce. Como lo muestra la siguiente gráfica, más de la mitad de las reservas (64%) se clasifican como reservas 2P.

Gráfico 2. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2019 (MMbpce)


Fuente: SENER, 2019.

En términos comparativos entre las provincias petroleras, el 90.7% de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Estas provincias poseen 89 % y 85 % de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 25,106.1 MMbpce, las reservas probadas equivalen al 31% (7,897.3 MMbpce), mientras que las reservas probables y posibles, equivalen al 32 % (7,938.9 MMbpce) y al 37% (9,269.9 MMbpce), respectivamente.

¹⁷ CNH. 2018. Reservas al 1 de enero del 2018.

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


Fuente: SENER, 2019.

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 incrementan 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 2019 se realizó considerando el marco normativo vigente que contempla la participación de diversas empresas operadoras, para el cual es necesario utilizar un indicador que refleje el potencial de hidrocarburos en cada campo que no dependa de las características de una empresa operadora en particular, tal indicador es el volumen remanente:

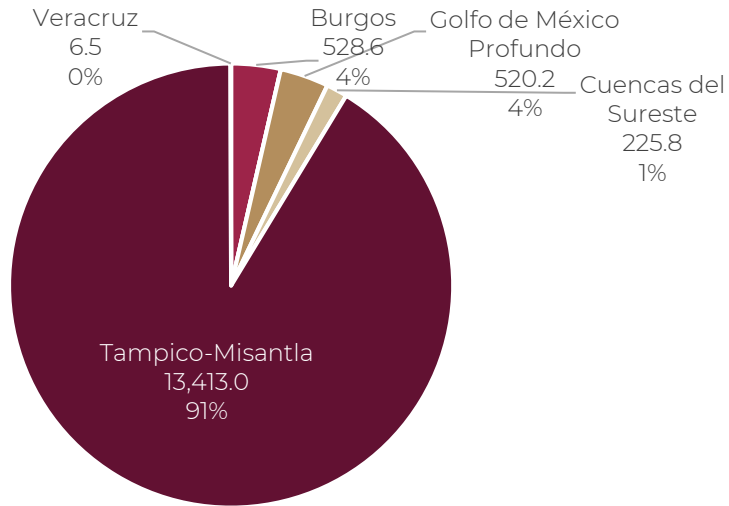
$$\text{Volumen Remanente [MMbpce]} = (\text{Volumen Original [MMbpce]}) - (\text{Volumen producido [MMbpce]})$$

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 2019, se reportan 14,842.4 MMbpce de volumen remanente para campos del Estado [Gráfico 4], de los cuales 90% se concentra en la provincia de Tampico-Misantla.



Gráfico 4. Volumen remanente para ser considerado en licitaciones al 1 de enero de 2019



Fuente: SENER, 2019.

Derivado del proceso de otorgamiento de 64 Asignaciones a PEMEX en el mes de agosto de 2019, 18,317 MMbpce de volumen remanente de áreas del Plan Quinquenal son ahora parte de los derechos de la empresa productiva del Estado. En los últimos años PEMEX ha concentrado sus actividades de exploración y extracción en la provincia petrolera Cuencas del Sureste, por lo que la reasignación de este volumen remanente coadyuvará al fortalecimiento de la empresa productiva del Estado. En este sentido, la siguiente sección presenta información de los recursos prospectivos documentados y no documentados de hidrocarburos.

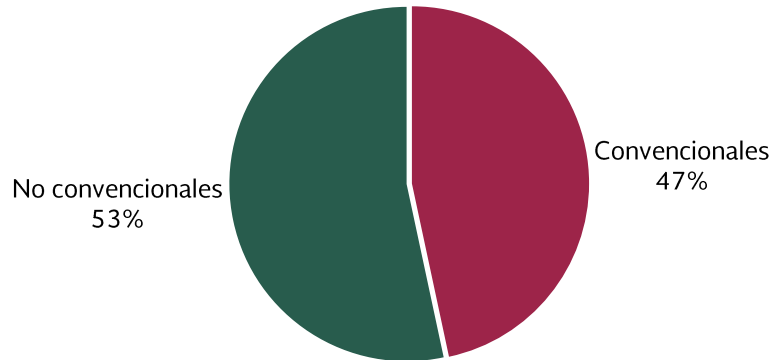
4.2.3 Recursos prospectivos

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 prospectos¹⁸.

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 extraídos en el país en los últimos 100 años. Como se muestra en el Gráfico 5, en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 53% de recursos no convencionales y 47% de recursos convencionales.

¹⁸ Diario Oficial de la Federación, 2013. Resolución CNH.11.001/13 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece los Lineamientos para el análisis y evaluación de los recursos contingentes y prospectivos de la Nación y del proceso exploratorio y su seguimiento. Disponible en: <https://cnh.gob.mx/media/12182/lineamientos-recursos-prospectivos-y-contingentes-versi%C3%B3n-consolidada-pdf.pdf>, consultado el 10 de septiembre de 2019.

Gráfico 5. Recursos prospectivos de hidrocarburos (MMbpce)



Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2018 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 17].

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

Se destaca que prácticamente 100% de los recursos no convencionales de hidrocarburos se clasifican como prospectivos no documentados; en tanto que 63% 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 17. Recursos prospectivos en México (MMbpce)

| Tipo de recurso | Documentado | No documentado |
|-----------------|-------------|----------------|
| Convencional | 33,399 | 19,229.8 |
| No convencional | - | 60,204 |

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-2019 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 18] indica que tanto las Cuencas del Sureste como el Golfo de México Profundo son las que reportan mayor potencial.

Tabla 18. Estimación de recursos prospectivos convencionales documentados y plays con recursos prospectivos no documentados por provincia petrolera

| Provincia petrolera | Recurso prospectivo documentado con Riesgo Geológico | | | Plays con recursos prospectivos no documentados | |
|----------------------------------------------|------------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------------|------------|
| | Certidumbre P ₁₀ | Certidumbre P _{media} | Certidumbre P ₉₀ | Establecido | Hipotético |
| Burgos | 6,684.75 | 2,780.46 | 422.40 | 12 | 4 |
| Cinturón Plegado de Chiapas | 1,293.62 | 549.84 | 97.74 | 3 | |
| Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental | 74.30 | 29.51 | 3.58 | | |
| Cuencas del Sureste | 17,027.93 | 7,805.17 | 1,893.66 | 17 | 2 |
| Golfo Profundo | 41,198.67 | 17,512.63 | 3,068.28 | 4 | 7 |
| Plataforma de Yucatán | 1,923.00 | 824.33 | 145.99 | 5 | |
| Sabinas-Burro-Picachos | 426.37 | 188.53 | 37.33 | 8 | 1 |
| Tampico-Misantla | 3,992.72 | 1,683.85 | 284.59 | 11 | 2 |
| Veracruz | 4,288.43 | 1,890.52 | 404.99 | 8 | |
| Total general | 76,909.8 | 33,264.8 | 6,358.5 | 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.

De acuerdo con la Tabla 18, 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.

4.3 Distribución de reservas por entidad federativa

La Tabla 19 presenta la distribución de reservas y volumen remanente 3P, en función a su distribución por clasificación. En la Tabla 20 se presentan la distribución de reservas y volumen remanente 3P por entidad federativa. 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 al 1 de enero de 2019 realizadas por PEMEX en 670 campos, de los cuales 498 están ubicados en 10 entidades federativas, 43 en dos o más entidades federativas y 126 en las aguas territoriales del Golfo de México, así como las actividades de los contratistas en 88 campos adjudicados en las rondas de licitación, consolidados en 3 agrupaciones. La tabla siguiente muestra el detalle de la distribución por ubicación.

Tabla 19. Distribución de reservas por ubicación

| Ubicación | Núm. De Campos | Reserva remanente (MMbpce) | | | Volumen remanente (MMbpce) | % |
|-----------------------------|----------------|----------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------|------------|
| | | 1P | 2P | 3P | | |
| Aguas Profundas | 4 | 63.5 | 164.7 | 859.8 | 4,447.7 | 2 |
| Aguas Someras | 122 | 5,218.5 | 9,550.8 | 14,335.3 | 93,368.9 | 38 |
| Terrestre | 535 | 2,605.2 | 6,075.0 | 9,760.1 | 149,805.1 | 60 |
| Terrestre No Convencionales | 9 | 10.1 | 45.6 | 150.9 | 932.1 | 0 |
| Total general | 670 | 7,897.3 | 15,836.2 | 25,106.1 | 248,553.9 | 100 |

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2019, CNH. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

En la Tabla 20 se aprecia que, por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (180), seguido por Tamaulipas (116) y Tabasco (93). En ellos se concentra la mayor cantidad de reserva remanente 2P (4,008 MMbpce) y de volumen original remanente 3P (107,484 Mbpce).

Estas tres entidades contienen 58% de los campos, 25% de la reserva remanente 2P y 43 % del volumen original remanente.



Tabla 20. Estimación de reservas por Entidad Federativa

| Campos | Campos | Reserva remanente (MMbpce) | | | Volumen remanente* (MMbpce) |
|--------------------|------------|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------------|
| | | 1P | 2P | 3P | |
| Campeche | 4 | 21.9 | 35.7 | 45.9 | 77.0 |
| Chiapas | 15 | 22.3 | 31.8 | 43.9 | 1,590.8 |
| Coahuila | 26 | 5.5 | 9.1 | 11.3 | 254.2 |
| Hidalgo | 3 | - | - | - | 0.6 |
| Nuevo León | 54 | 49.7 | 86.7 | 142.8 | 659.1 |
| Puebla | 6 | 18.5 | 63.6 | 84.5 | 968.8 |
| San Luis Potosí | 1 | - | - | - | 0.0 |
| Tabasco | 93 | 946.2 | 1,169.0 | 1,533.1 | 27,427.0 |
| Tamaulipas | 116 | 177.8 | 320.3 | 473.7 | 4,501.3 |
| Veracruz | 180 | 792.6 | 2,519.5 | 4,715.9 | 75,555.8 |
| Agua Territoriales | 126 | 5,282.0 | 9,715.6 | 15,195.1 | 97,816.6 |
| Compartidos | 46 | 568.4 | 1,838.8 | 2,797.0 | 39,702.8 |
| CEE | 88 | 12.5 | 46.0 | 63.0 | 0.0 |
| Total | 670 | 7,897.3 | 15,836.2 | 25,106.1 | 248,553.9 |

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2019, CNH. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

Posteriormente, figuran Chiapas, Nuevo León y Puebla, que en su conjunto agrupan a 75 campos, en tanto que su reserva remanente 2P es de 182.2 MMbpce, lo que representa 1.2% del total y 1.3% del volumen remanente. A pesar de su baja participación actual, se estima que el incremento en los estudios técnicos permitirá aumentar los recursos de hidrocarburos, particularmente de no convencionales.

De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 43 campos que acumulan reservas totales por 2,797 MMbpce y un volumen original remanente aproximado de 39,703 MMbpce, es decir, 16% del total. La Tabla 21 presenta el detalle de esta información.



Tabla 21. Reservas remanentes en campos compartidos

| Estado | Campos | Reserva remanente (MMbpce) | | | Volumen remanente* (MMbpce) |
|-------------------------------------|-----------|----------------------------|----------------|----------------|-----------------------------|
| | | 1P | 2P | 3P | |
| Campeche - Tabasco | 2 | 1.9 | 3.0 | 3.5 | 22.7 |
| Chiapas - Tabasco | 9 | 105.1 | 166.8 | 172.7 | 4,607.0 |
| Nuevo León - Tamaulipas | 11 | 20.8 | 30.5 | 45.3 | 277.5 |
| Puebla - Veracruz | 12 | 376.9 | 1,568.4 | 2,491.7 | 31,083.8 |
| San Luis Potosí - Veracruz | 1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 183.7 |
| San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz | 1 | 37.9 | 44.1 | 56.3 | 2,587.1 |
| Tabasco - Veracruz | 6 | 25.2 | 25.3 | 26.4 | 866.5 |
| Tamaulipas - Veracruz | 2 | 0.5 | 0.7 | 1.2 | 74.5 |
| Total | 43 | 568.4 | 1,838.8 | 2,797.0 | 39,702.8 |

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2018, CNH. Volumen remanente equivale al volumen original menos la producción acumulada.

Respecto a la tabla anterior, se observa que Puebla y Veracruz comparten 31,084 MMbpce de volumen original remanente y 2,492 MMbpce de reserva 3P aproximadamente, cifras que representan 78.2% y 89.1% 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 2019 aprobada por la CNH.

5 Proceso de evaluación a la ejecución 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 se 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, 2016, 2017 y 2018 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 2019.

La evaluación de la SENER está formulada para satisfacer principalmente tres objetivos:

1. Diseñar áreas que promuevan la competencia y que permitan incrementar la producción de hidrocarburos, así como la tasa de restitución de reservas.
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 del Plan Quinquenal considera la actualización de la información geológica y geofísica a disposición de la CNH, nominación de áreas y un análisis sobre las licitaciones concluidas. Los elementos que influyen en la configuración de las áreas en el Plan Quinquenal se muestran en la Ilustración 1.

Ilustración 1. Elementos de la Evaluación 2019 del Plan Quinquenal



En la evaluación 2019 del Plan Quinquenal, los indicadores de desempeño adoptados en 2018 revelarán el resultado del ejercicio de planeación y ejecución de licitaciones del periodo 2015-2019 con base en los logros de los CEE para la restitución de reservas y producción de hidrocarburos, así como las inversiones aprobadas, comprometidas y ejercidas y pagos en efectivo como parte de los beneficios al Estado.

5.1 Nominaciones

El artículo 29, fracción I 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.

En el periodo 2015-2019, 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 Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) con la calidad necesaria para evaluar su potencial exploratorio. A su vez, la CNH descarta las áreas en las que no se encontraron las condiciones aptas para la acumulación y entrapamiento de los hidrocarburos, además de aquellas con rocas generadoras inmaduras o demasiado maduras, sin que esto signifique que, en la siguiente evaluación del presente Plan, puedan ser mejor justificadas, y evaluadas con el fin de incluirlas en futuras versiones.

Cabe destacar que, de acuerdo con el 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

La asistencia técnica de la CNH es un elemento fundamental en la evaluación a la ejecución del Plan Quinquenal para identificar las actualizaciones pertinentes a las áreas de licitación a partir de la información más reciente, así como para proponer un enfoque en el potencial petrolero prioritario para su inclusión.

En el proceso de evaluación 2019 del Plan Quinquenal, la SENER solicitó la asistencia de la CNH para validar los cambios efectuados por la SENER a las áreas del Plan Quinquenal para abonar a la integración de un inventario más completo de los recursos petroleros de la Nación, actualizar y cuantificar los recursos petroleros en las áreas del Plan Quinquenal y presentar una evaluación del mismo para el periodo 2015-2019 a partir de los avances, impacto o experiencias obtenidas de las áreas licitadas, con el objetivo de complementar la capacidad del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.



Con base en la evaluación 2019 del Plan Quinquenal, la SENER puso a consideración de la CNH una propuesta de ajuste de las áreas en aguas someras y terrestres. En el primer caso el ajuste correspondió a la incorporación del campo Misón, mientras que en el segundo correspondió a la ampliación de dos bloques para abarcar los campos Vacas y Primo en las provincias de Burro-Picachos y Burgos, respectivamente.

Tabla 22. Ajustes de SENER 2019 al Plan Quinquenal

| Categoría | Plan Quinquenal, evaluación 2018 | | | Propuesta de ajuste 2019 SENER | | | Diferencia | |
|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------|-------------------------------|
| | Número de bloques | Superficie total (km ²) | Superficie promedio por bloque (km ²) | Número de bloques | Superficie total (km ²) | Superficie promedio por bloque (km ²) | Número de bloques | Superficie (km ²) |
| Aguas Profundas | 108 | 105,093 | 973 | 108 | 105,093 | 973 | 0 | 0 |
| Aguas Someras | 76 | 30,866 | 406 | 77 | 30,887 | 401 | 1 | 21 |
| Terrestres Convencionales | 95 | 22,127 | 233 | 95 | 22,127 | 233 | 0 | 0 |
| Terrestres No Convencionales | 183 | 52,602 | 287 | 183 | 52,655 | 288 | 0 | 53 |
| Total | 462 | 210,688 | | 463 | 210,762 | | 1 | 74 |

La CNH analizó el contexto de la superficie con potencial petrolero susceptible de incorporarse al Plan Quinquenal incluyendo las áreas renunciadas por Asignatarios y Contratistas, teniendo por resultado la modificación de un total de cinco (5) bloques, dos (2) para abarcar los campos Vacas y Primo, y tres (3) para incorporar áreas renunciadas por parte de los Contratistas, en específico la renuncia parcial del CEE CNH-R02-L02-A5.BG/2017. Adicionalmente, la CNH propuso la adición de ocho (8) nuevos bloques terrestres, los cuales tienen potencial de recursos no convencionales correspondientes al play Jurásico Superior Titoniano en la Cuenca de Burgos.

5.3 Evaluación del Plan Quinquenal para el periodo 2015-2019

La evaluación 2018 a la ejecución del Plan Quinquenal fue la primera en proponer una serie de indicadores para medir el desempeño de éste en el establecimiento de las bases que permitiesen aterrizar las metas de restitución de reservas e incorporación de producción, a través de la complementación de las capacidades del Estado para explorar y extraer hidrocarburos por medio de CEE.

Los CEE celebrados con empresas productivas del Estado o con particulares, son el instrumento primario contemplado por la Ley de Hidrocarburos para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en territorio nacional, además de ser uno de los medios por el que la Nación obtendrá ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo.

En la evaluación a la ejecución 2019 del Plan Quinquenal se propone el análisis integral desde 2015 para valorar el desempeño de éste a partir del avance en la administración de los CEE adjudicados de las Rondas Uno, Dos y Tres. De esta manera, los indicadores que a continuación se describen muestran el progreso conseguido de los CEE adjudicados como consecuencia de la ejecución del Plan Quinquenal y su incidencia para el logro de las metas del sector.

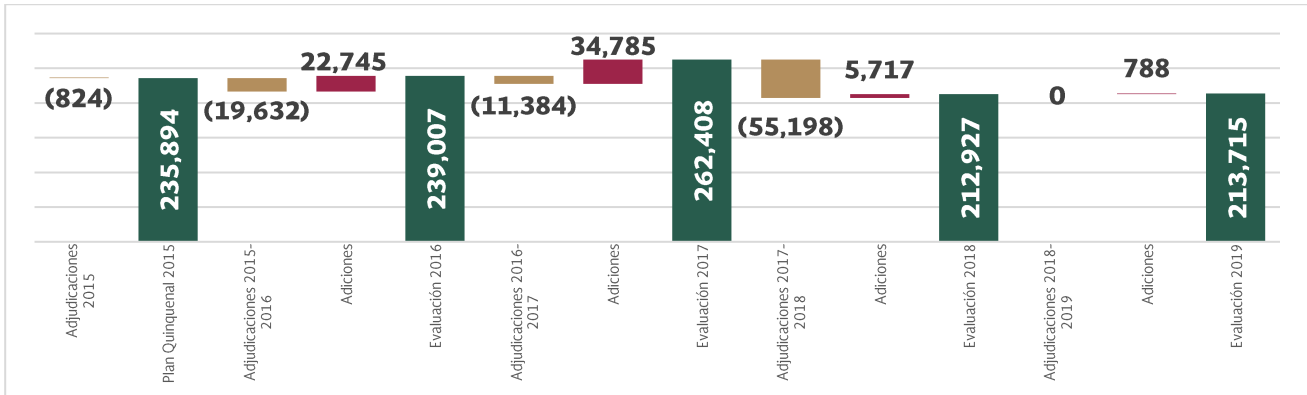
Al tercer trimestre de 2019 se realizó la evaluación a partir de las nueve licitaciones concluidas en México y el seguimiento de los CEE suscritos en dichas Rondas.

Tabla 23. Resumen de las áreas contractuales ofertadas y adjudicadas en cada proceso licitatorio

| Ronda y Licitación | Categoría | Contratos Ofertados | Superficie Ofertada (km ²) | Número de ofertas | Contratos Adjudicados | Superficie Adjudicada (km ²) | Fecha de apertura de Propuestas |
|--------------------|-----------------|---------------------|----------------------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------------------------|---------------------------------|
| R01-L01 | Aguas Someras | 14 | 4,222 | 6 | 2 | 659 | 15/07/2015 |
| R01-L02 | Aguas Someras | 5 | 279 | 15 | 3 | 165 | 30/09/2015 |
| R01-L03 | Terrestres | 25 | 814 | 168 | 25 | 813 | 15/12/2015 |
| R01-L04 | Aguas Profundas | 10 | 23,835 | 13 | 8 | 18,818 | 05/12/2016 |
| R02-L01 | Aguas Someras | 15 | 8,908 | 28 | 10 | 5,872 | 19/06/2017 |
| R02-L02 | Terrestres | 10 | 4,219 | 12 | 7 | 2,918 | 12/07/2017 |
| R02-L03 | Terrestres | 14 | 2,594 | 52 | 14 | 2,594 | 12/07/2017 |
| R02-L04 | Aguas Profundas | 29 | 66,425 | 39 | 19 | 44,178 | 31/01/2018 |
| R03-L01 | Aguas Someras | 35 | 26,043 | 36 | 16 | 11,020 | 27/03/2018 |

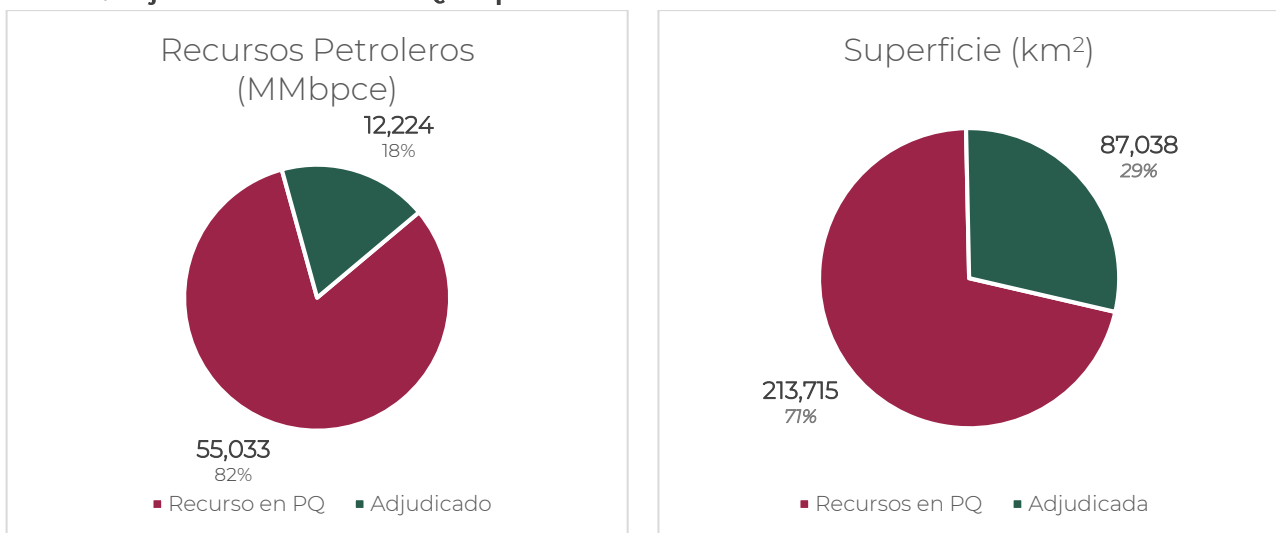
5.3.1 Superficie y Recursos Adjudicados

El Plan Quinquenal ha evolucionado desde su origen en 2015, teniendo en consideración las áreas adjudicadas, incorporando nuevo potencial adicional y reintegrando áreas licitadas que no fueron adjudicadas. Para fines de comparación y de evaluación a su desempeño, el presente análisis considera la totalidad de la superficie dispuesta para rondas de licitación al tercer trimestre de 2019 y aquellas áreas adjudicadas hasta la Primera Convocatoria de la Ronda Tres, así como sus respectivos recursos petroleros.

Gráfico 6. Evolución de la superficie de licitación en el Plan Quinquenal (km²)


Como resultado de la evaluación a la ejecución 2019, el Plan Quinquenal se actualiza a una superficie de licitación de 213,715 km², recursos prospectivos por 40,190 MMBpce y volumen remanente por 14,842 MMBpce, estas cantidades serán referentes para la métrica del desempeño del mismo. Como resultado de las nueve convocatorias de licitación concluidas se han adjudicado¹⁹ 6,977 MMBpce en recursos prospectivos y 5,246 MMBpce en volumen remanente, es decir, aproximadamente el 15% del total de los recursos prospectivos y 26% del volumen remanente que el Estado dispone para licitaciones.

- Las nueve convocatorias de licitación adjudicaron el 61% del recurso prospectivo y el 82% del volumen original remanente ofertado en dichas licitaciones.
- Al tercer trimestre de 2019, el Estado mexicano considerando lo establecido en el Plan Quinquenal adjudicó el 29% de la superficie dispuesta para licitación en territorio nacional, esto es 87,038 km².
- Las nueve Convocatorias de licitación adjudicaron el 63% de toda la superficie ofertada hasta la Primera Convocatoria de la Ronda Tres.

Gráfico 7. Adjudicaciones del Plan Quinquenal


¹⁹ Recursos prospectivos y de volumen remanente al 1 de enero de 2019

Desde la primera licitación en 2015 y hasta la fecha, el Estado Mexicano ha adjudicado el 45% de los recursos previstos para los proyectos en aguas profundas y el 57% de los recursos en zonas terrestres de recursos convencionales, en tanto que para aguas someras solamente se ha adjudicado el 18% del potencial total disponible a licitar.

En vista de que el potencial de recursos prospectivos no convencionales en el Plan Quinquenal equivale al 62% del total de los recursos petroleros disponibles para licitar y de éstos no se han llevado a cabo adjudicaciones de CEE, el avance general en la adjudicación del potencial petrolero para licitación es de apenas 13% en nueve convocatorias.

Los retos inmediatos detectados por la SENER en las áreas del Plan Quinquenal remanentes para cada tipo de proyecto son:

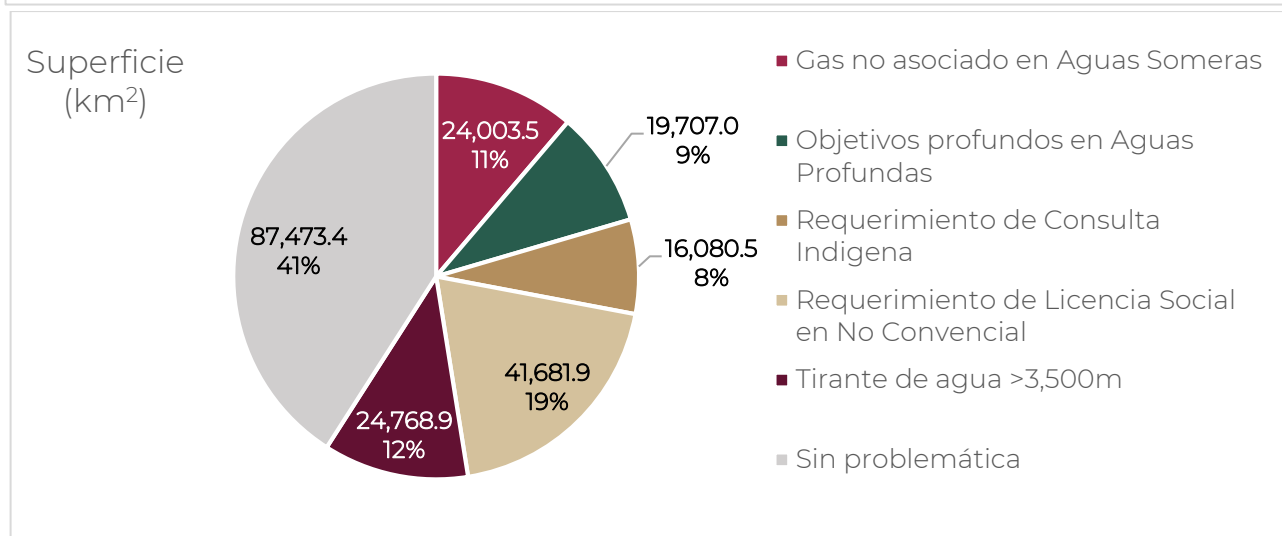
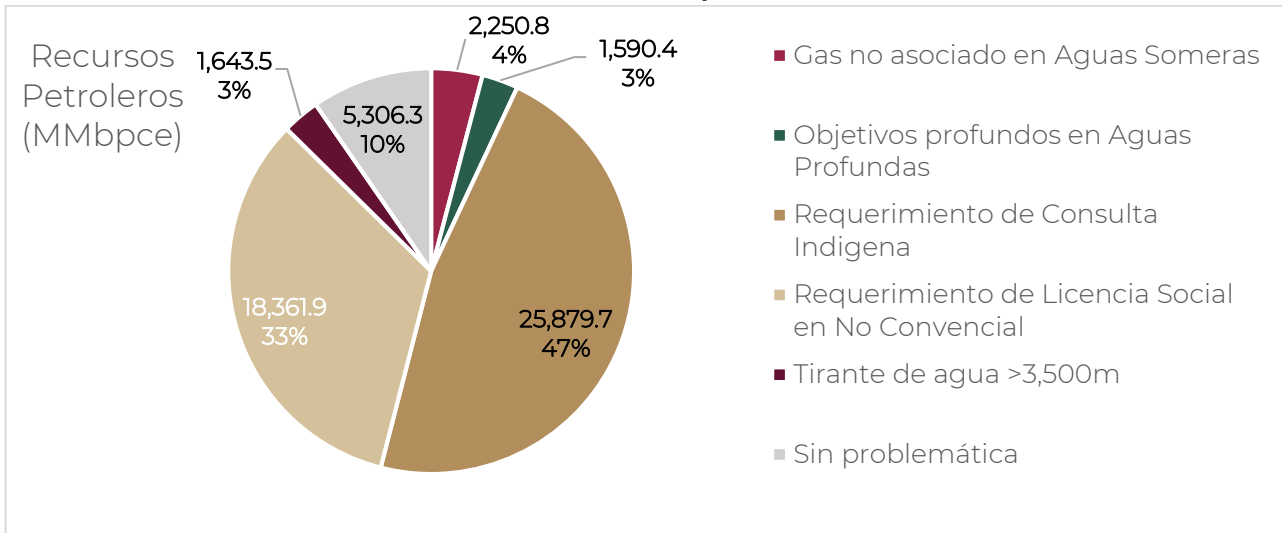
Tabla 24. Retos identificados por tipo de proyecto

| Aguas Profundas | Aguas Someras | Terrestres | No Convencionales |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Limite tecnológico para afrontar tirantes de agua superiores a 3,500 m. • Áreas con objetivos más profundos y que incrementan los costos de exploración y desarrollo. • Exploración de estructuras geológicas sub-salinas. | <ul style="list-style-type: none"> • Áreas frontera para el desarrollo de recursos principalmente de gas no asociado. • Mecanismos para la licitación de recursos descubiertos de aceite extrapesado en áreas que coinciden superficialmente con Asignaciones de PEMEX. | <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar mecanismos para incrementar la capacidad de llevar a cabo la consulta previa, libre e informada a comunidades y pueblos indígenas en términos del artículo 120 de la Ley de Hidrocarburos. | <ul style="list-style-type: none"> • Obtención de licencia social a través la demostración de capacidades para un desarrollo responsable. • Demostrar las capacidades institucionales para supervisión y vigilancia de actividades. |
| | | <ul style="list-style-type: none"> • Implementar mecanismos para optimizar la determinación de contraprestaciones por uso y ocupación de la tierra. | |

En proporción, los retos inmediatos tienen las siguientes implicaciones en las áreas del Plan Quinquenal:



Gráfico 8. Retos identificados en las áreas del Plan Quinquenal



5.3.2 Incorporación de Inversión por Áreas Contractuales

Con el objetivo de incrementar la inversión para la exploración y extracción de hidrocarburos, los CEE adjudicados al marco del Plan Quinquenal detonaron el ejercicio de capital complementario a los recursos dispuestos para las actividades de PEMEX en áreas de Asignación y CEE en los que la empresa productiva participa.

La inversión esperada se refiere a los montos que los operadores esperan ejercer de cara al futuro y es importante señalar que la inversión real puede variar con respecto a la esperada en función de cómo se desarrollen los planes de trabajo.



De acuerdo con estimaciones realizadas con la asistencia técnica de la CNH, se calculó que los 103 CEE vigentes en rondas de licitación detonarían en el ejercicio de 153,092 millones de dólares (MMUSD) durante la vida de los proyectos. De dicha suma estimada, al mes de febrero de 2019 los contratistas han comprometido la erogación de 3,866 MMUSD²⁰ como parte del programa mínimo de trabajo, es decir el 2.5% del total estimado.

Gráfico 9. Inversión estimada de los contratos adjudicados (MMUSD)

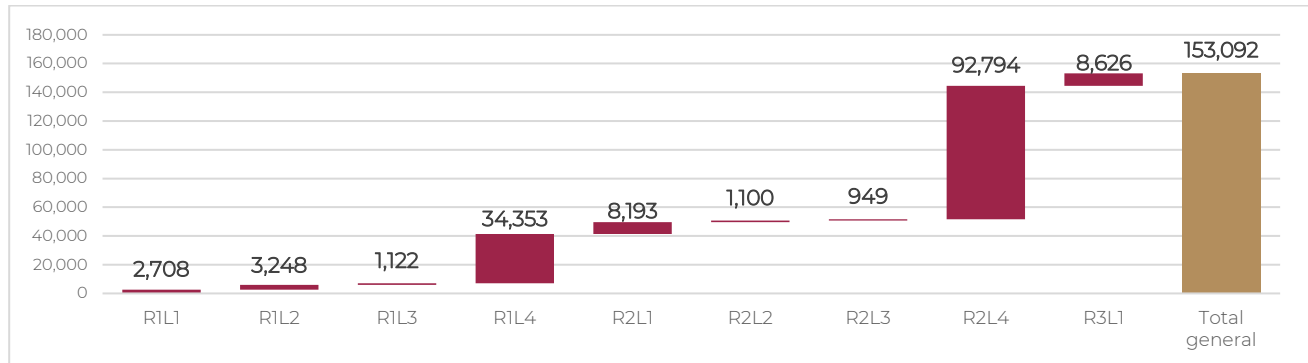
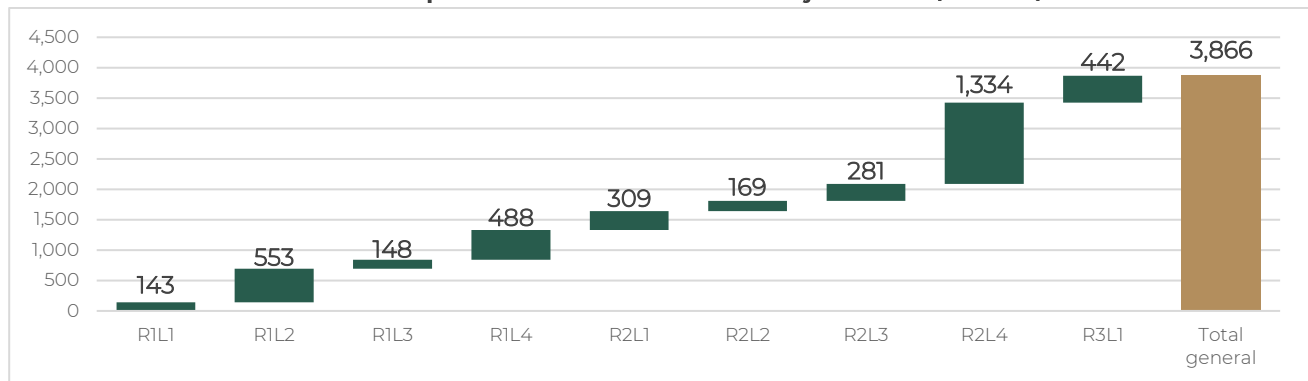


Gráfico 10. Inversión mínima comprometida en los contratos adjudicados (MMUSD)



No obstante el programa mínimo de trabajo, los planes de exploración, evaluación y desarrollo de los CEE que han sido aprobados por la CNH contabilizan una inversión programada de 24,774 MMUSD²¹, lo que representaría la aprobación del 16% de la inversión total esperada, la inversión aprobada por CNH para el periodo 2015-2019 fue de 5,601 MMUSD. Al mes de agosto de 2019, el monto de inversión efectivamente ejercida por los contratistas ascendió a 1,778 MMUSD²², lo que equivale a un avance del 1% de la inversión total estimada.

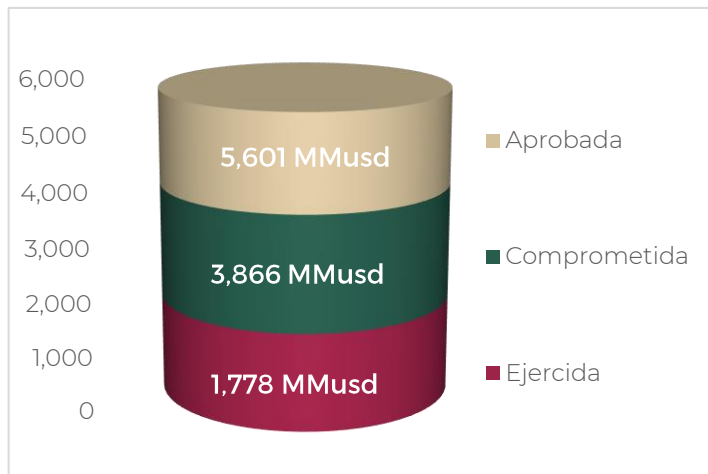
Los contratos adjudicados en aguas profundas han ejercido 306 MMUSD de una inversión comprometida por 1,821 MMUSD en el programa mínimo de trabajo, es decir un ejercicio del 17%. Al mes de agosto de 2019 la CNH tiene aprobada una inversión total de 3,120 MMUSD para estos contratos.

²⁰ Comisión Nacional de Hidrocarburos, Inversión comprometida para cada licitante por Bases de Licitación, al mes de febrero de 2019 <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-empresas.php>

²¹ Comisión Nacional de Hidrocarburos, Inversión aprobada al mes de agosto de 2019. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

²² Comisión Nacional de Hidrocarburos, Inversión realizada en contratos reportada al mes de agosto de 2019. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

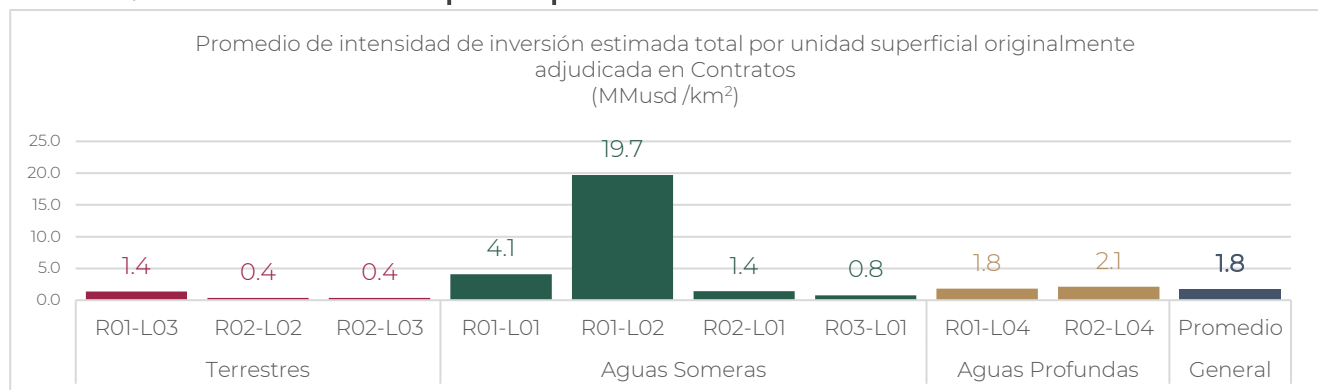
Gráfico 11. Avance en el ejercicio de inversiones en Contratos 2015-2019



- A cuatro años de la primera adjudicación, los CEE tienen un avance del 46% de las inversiones comprometidas y del 35% respecto de la inversión aprobada en planes²³.
- El compromiso de inversión de los CEE equivale al 69% de la inversión aprobada a la fecha.
- La mayoría de los CEE se encuentran en etapa de exploración o evaluación, por lo que al transitar al periodo de desarrollo se esperaría un incremento sustancial en los montos de inversión ejercida.

Como resultado de la ejecución de los CEE adjudicados en nueve convocatorias de licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, se estima que en promedio se realice la inversión de 1.8 MMUSD para cada kilómetro cuadrado adjudicado de los 87,038 km² de áreas contractuales a la fecha. Por la magnitud de los proyectos y las dimensiones respectivas de las áreas contractuales en cada convocatoria de licitación, las áreas de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno son las que poseen el índice más elevado de intensidad de inversión esperada por unidad superficial, con 19.7 MMUSD /km².

Gráfico 12. Intensidad de inversión por km² para cada convocatoria de licitación



Los CEE de la Ronda Uno poseen relativamente mayor intensidad de inversión por unidad superficial con respecto de las áreas de rondas subsecuentes, para el mismo tipo de proyecto, con motivo de poseer menos áreas contractuales y de menores dimensiones. Es en las áreas de la Ronda Uno donde se tiene más avance en los proyectos hacia la etapa de desarrollo²⁴, por lo que en siguientes ejercicios de evaluación se espera que el factor de intensidad de inversión por km² incremente en el resto de los CEE cuando éstos documenten descubrimientos comerciales y le sean aprobados los respectivos planes de desarrollo.

²³ Comisión Nacional de Hidrocarburos, Inversión aprobada al mes de agosto de 2019. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

²⁴ Durante la etapa de desarrollo se llevan a cabo la mayor parte de las inversiones en los proyectos, debido a las erogaciones para infraestructura, equipos y materiales, mano de obra y contratación de diversos bienes y servicios.

Es posible obtener una medida de la inversión requerida para cada área contractual futura por tipo de proyecto, en función de las dimensiones de las mismas. Lo anterior con información del muestreo por área contractual de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos a la Tercera Convocatoria de la Ronda Tres.

Tabla 25. Intensidad de inversión por unidad superficial para cada Proyecto Tipo (MMUSD /km²)

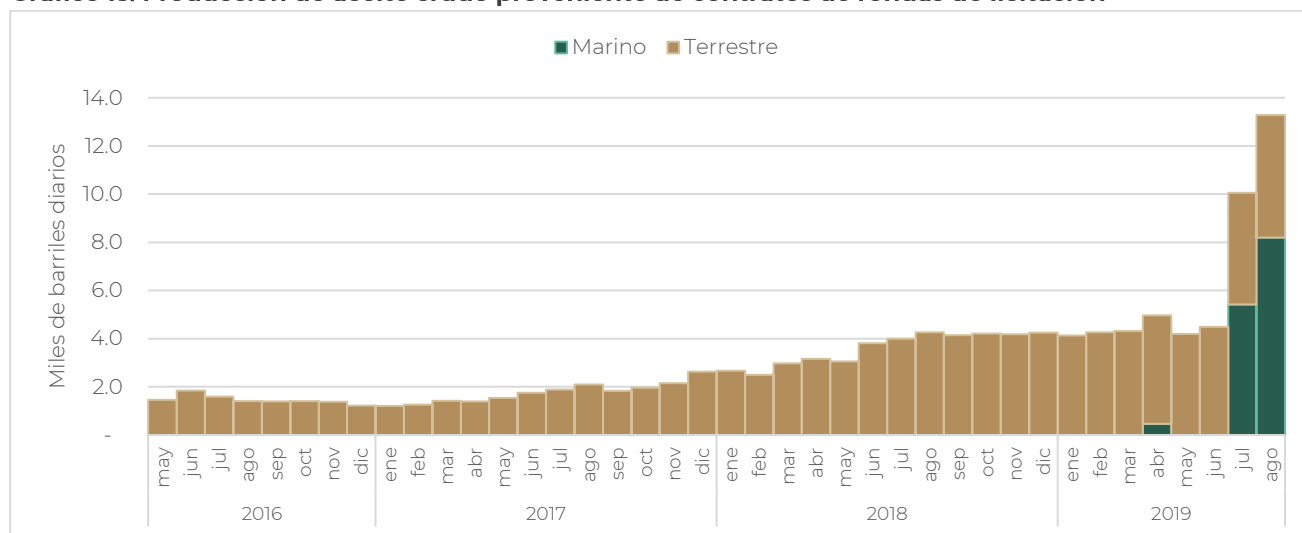
| | Aguas Profundas | Aguas Someras | Terrestre Convencional | Terrestre No Convencional |
|---------------|-----------------|---------------|------------------------|---------------------------|
| Máximo | 3.2 | 1.8 | 1.8 | 1.0 |
| Media | 2.3 | 0.7 | 0.4 | 0.9 |
| Mínimo | 1.1 | 0.5 | 0.2 | 0.6 |

Los factores podrían variar en función de los planes de trabajo que en su momento los contratistas presenten a aprobación de la CNH

5.3.3 Incremento en la Producción por Contratos

Las áreas contractuales derivadas del Plan Quinquenal tienen el objetivo de contribuir a la plataforma nacional de producción para revertir la tendencia de declinación. Con 103 CEE vigentes a la fecha²⁵, al mes de agosto del presente año se reportan 31 CEE²⁶ con producción de hidrocarburos en el periodo mayo 2016 a agosto de 2019²⁷, uno de ellos inició producción en aguas someras durante julio de este año y durante agosto representó el 62% de la producción de crudo y el 36% del total de hidrocarburos producidos por CEE de rondas de licitación.

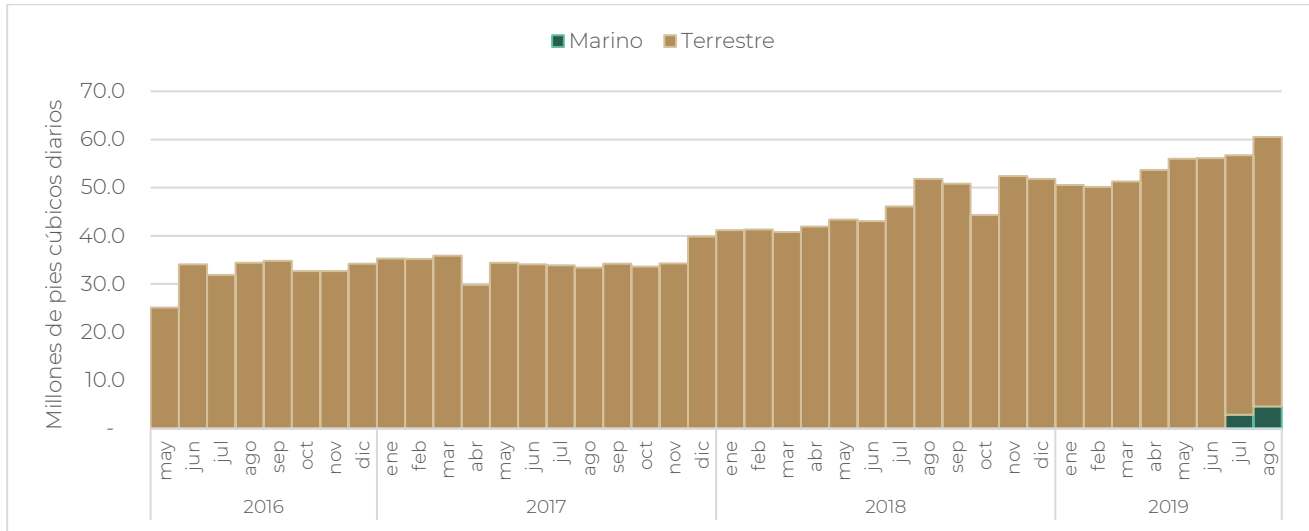
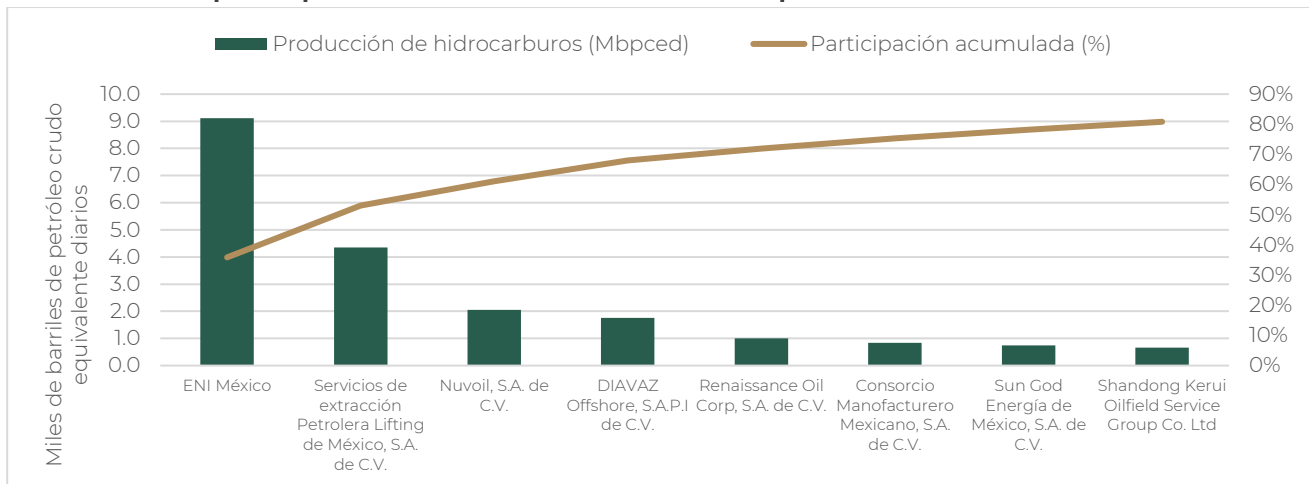
Gráfico 13. Producción de aceite crudo proveniente de contratos de rondas de licitación



²⁵ El Contrato CNH-R01-L03-A14/2015 "Moloacán" concluyó su proceso de terminación anticipada a solicitud del contratista

²⁶ Considera la producción de prueba del contrato CNH-R01-L03-A14/2015 "Moloacán" antes de su terminación anticipada, así como el registro de producción de prueba del contrato CNH-R01-L01-A7/2015 en abril de 2019.

²⁷ Comisión Nacional de Hidrocarburos. Sistema de Información de Hidrocarburos, datos al mes de agosto de 2019 <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-sih.php>

Gráfico 14. Producción de gas natural proveniente de contratos de rondas de licitación

Gráfico 15. Principales operadores de áreas contractuales con producción distintos a PEMEX


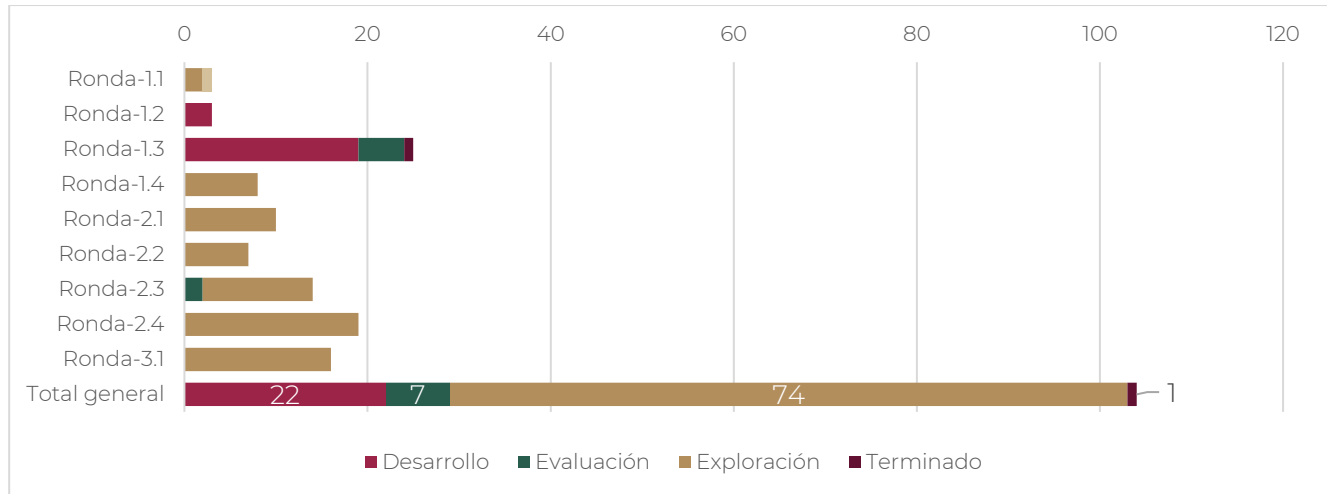
La producción que se reporta a la fecha proviene de CEE con campos maduros o marginales de las convocatorias terrestres, así como de un contrato de aguas someras. La producción de aceite inicialmente reportada fue de 1.5 Mbd y a la fecha es de 13.3 Mbd. Por su parte, la producción de gas natural incrementó de 31.7 MMpcd a 60.3 MMpcd, de mayo de 2016 a agosto de 2019.

Tabla 26. Número de Contratos con reportes de producción de hidrocarburos 2016-2019

| Estado de los contratos | Cantidad de Contratos que han reportado producción 2016-2019 | | | | | Subtotal |
|-----------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Ronda 1.1 | Ronda 1.2 | Ronda 1.3 | Ronda 2.2 | Ronda 2.3 | |
| Con producción de aceite y gas asociado | 1 | 1 | 10 | 0 | 3 | 15 |
| Con producción de gas no asociado | 0 | 0 | 11 | 4 | 1 | 16 |
| Total | 1 | 1 | 21 | 4 | 4 | 31 |

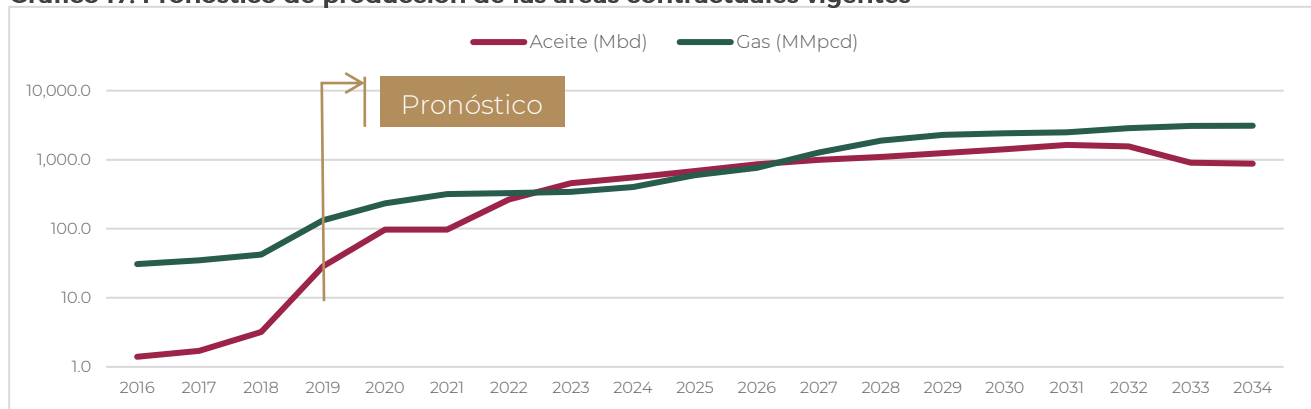
En lo que respecta al resto de los CEE vigentes, se trata de áreas en etapa contractual de exploración o evaluación²⁸, es decir que los proyectos se encuentran en fases previas a la obtención de producción comercial. Un 71% de las áreas contractuales están en fase exploratoria para realizar descubrimientos y 7% en etapa de evaluación para determinar la comercialidad de los recursos identificados²⁹, El resto de los CEE se encuentran en la Etapa de Transición de Arranque.

Gráfico 16. Etapa contractual para los 103 contratos vigentes de rondas de licitación al mes de agosto de 2019



En las proyecciones a futuro³⁰ se estima que la producción de los CEE vigentes podría rebasar los 100 Mbpd a partir de 2020 con la entrada en producción de las áreas contractuales en aguas someras. A partir de 2029 se estima que dicho volumen se acerque a 1 MMbpd gracias a la incorporación de producción proveniente de aguas profundas. Los escenarios de producción fueron elaborados con la asistencia técnica de CNH con base en planes aprobados o con proyectos tipo. Se estima una producción de 1.3 MMbpd de aceite y 3.5 MMMpcd de gas en 2034.

Gráfico 17. Pronóstico de producción de las áreas contractuales vigentes



²⁸ Etapas contractuales para la evaluación del potencial petrolero por medio de adquisición de información geofísica y geológica, perforación de pozos exploratorios y en su caso, pozos delimitadores para determinar si los descubrimientos pueden ser comerciales.

²⁹ Estadísticas de Contratos, CNH, consultada en septiembre de 2019 <https://hidrocarburos.gob.mx/estadísticas>

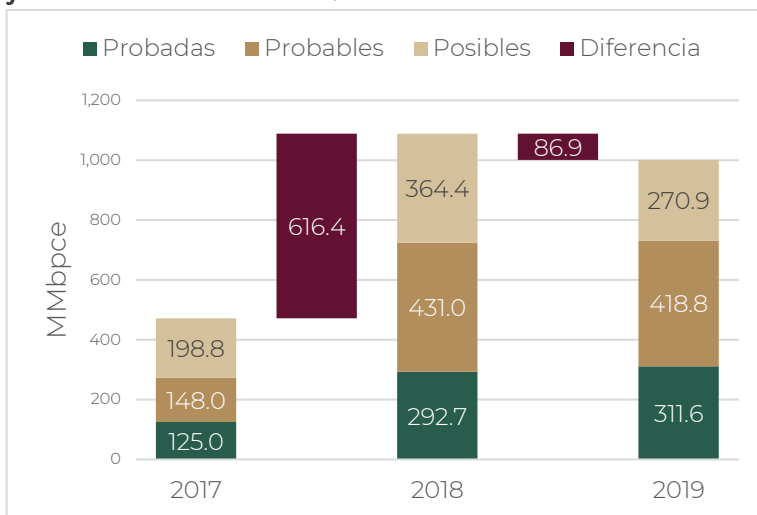
³⁰ Secretaría de Energía. Escenario de Planeación 2020-2034.

5.3.4 Incorporación de Reservas por Contratos

Otro de los objetivos del Plan Quinquenal es aumentar la restitución de reservas incrementando la capacidad de ejecución y diversificación de oportunidades en un portafolio compuesto por distintos tipos de proyectos.

Los primeros CEE en presentar resultados exploratorios son los adjudicados en la Primera Convocatoria de la Ronda Uno en aguas someras, mientras que los CEE con campos descubiertos de Segunda Convocatoria de la Ronda Uno, también en aguas someras, han presentado resultados favorables en la incorporación de nuevas reservas por concepto de evaluación y delimitación de yacimientos en el transcurso del último ciclo de evaluación y cuantificación de reservas de la CNH.

Gráfico 18. Incorporación de reservas por delimitación de yacimientos en la Ronda 1.2 al 1 de enero de cada año



Las reservas totales incorporadas al inventario nacional por concepto de evaluación de yacimientos en los CEE de la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno asciende a 1,001 MMbpce con reservas de los campos Amoca, Tecoalli, Miztón, Hokchi, Ichalkil y Pokoch, que en la evaluación al 1 de enero de 2019 presentaron un ajuste a la baja en 8% del volumen 3P. Estos campos también han sido los primeros en ingresar a los ciclos anuales de cuantificación de reservas, aún antes que los CEE terrestres con campos maduros.

En cuanto a nuevos descubrimientos, el operador del CEE CNH-R01-L01-A7/2015, Talos Energy, anunció el descubrimiento Zama en aguas someras, en el que se tiene la estimación inicial de 1,360 a 2,000 MMB de petróleo original en sitio. Los estudios por parte del operador se encuentran en marcha para incorporar los resultados de su evaluación volumétrica a la cuantificación anual de reservas.

Al 1 de enero de 2019, se estima que 280.1 MMbpce de reservas probadas (3.5% del total nacional) se encuentran en áreas contractuales, así como 1,087 MMbpce de reservas 3P (4.3% del total nacional).

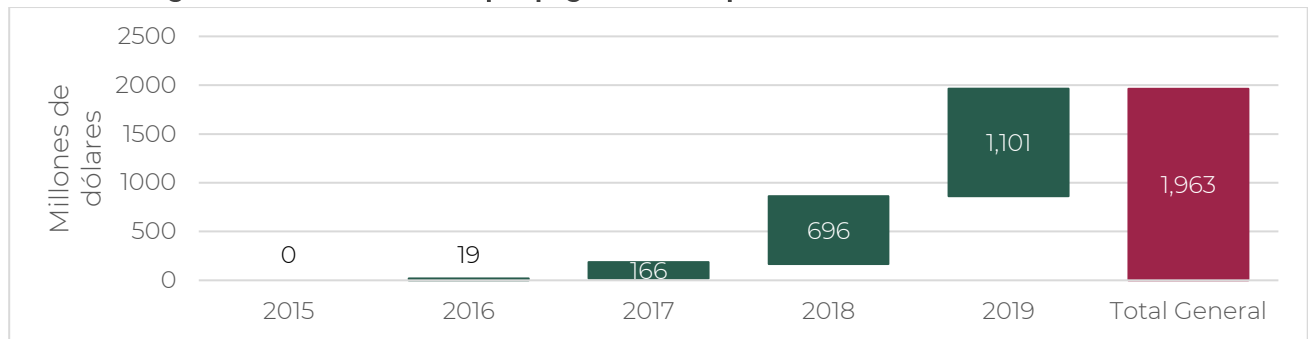
La cuantificación de reservas al 1 de enero de 2019 indica que las áreas contractuales terrestres contienen reservas 3P por 63 MMbpce, pero dicha estimación está referida únicamente a los datos conocidos de los campos y aún no incorpora la evaluación de los contratistas, avalada por un tercero experto independiente para la certificación de las mismas.

5.3.5 Ingresos a Favor del Estado por Contratos

La Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos determina que en los CEE se establecerán contraprestaciones a favor del Estado. Entre ellas se encuentran la cuota contractual para la fase exploratoria, las regalías determinadas conforme al artículo 24 de dicha ley y las contraprestaciones al valor contractual de los hidrocarburos o por la utilidad operativa en función del régimen contractual³¹.

En total las contraprestaciones pagadas a favor del Estado ascienden a 1,963 millones de dólares (MMUSD) desde septiembre de 2015 y hasta el mes de mayo de 2019³², de los cuales 97 MMUSD corresponden a la Cuota Contractual por la Fase Exploratoria, 50 MMUSD por Regalía Base, 204 MMUSD por Regalía Adicional y 1,612 MMUSD por Bonos a la Firma o Montos de Desempate.

Gráfico 19. Ingresos a favor del Estado por pago de contraprestaciones en Contratos 2015-2019



Los ingresos del Estado incrementaron substancialmente durante 2019 debido principalmente a las áreas adjudicadas en la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos y en la Primera Convocatoria de la Ronda Tres, con montos de desempate por 651 MMUSD. Durante 2018, la incorporación de más contratos al Registro Fiduciario del FMP, en conjunto con nuevos reportes de pagos de contraprestaciones por concepto de regalías, adicionó a que al mes de mayo de 2019 el Estado obtuviera ingresos 58% mayores a los de 2018.

Tabla 27. Ingresos al Estado (MMUSD) por cuotas contractuales 2015-2019

| Cuota Fase Exploratoria | Regalía Base | Regalía Adicional | Monto de Desempate / Bono a la Firma |
|-------------------------|--------------|-------------------|--------------------------------------|
| 97 | 50 | 204 | 1,612 |

5.3.6 Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial

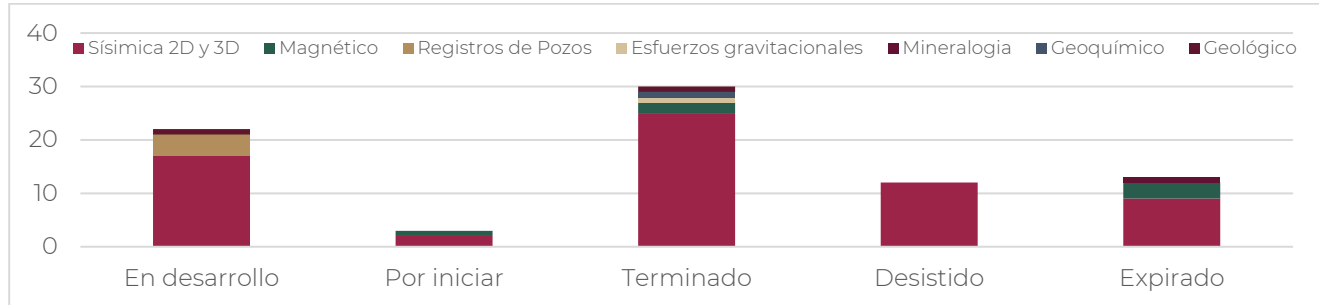
Las ARES pueden ser solicitadas por particulares o empresas productivas del Estado para realizar este tipo de actividades sobre la superficie del terreno o del mar sin otorgar exclusividad o derechos sobre el área de estudio. Las ARES son autorizadas por la CNH en términos de los artículos 37, 38, 39 y 40 de la Ley de Hidrocarburos y 6 de su Reglamento y de la regulación emitida por la propia CNH.

³¹ Contraprestaciones a favor del Estado para contratos de Licencia y Producción Compartida.

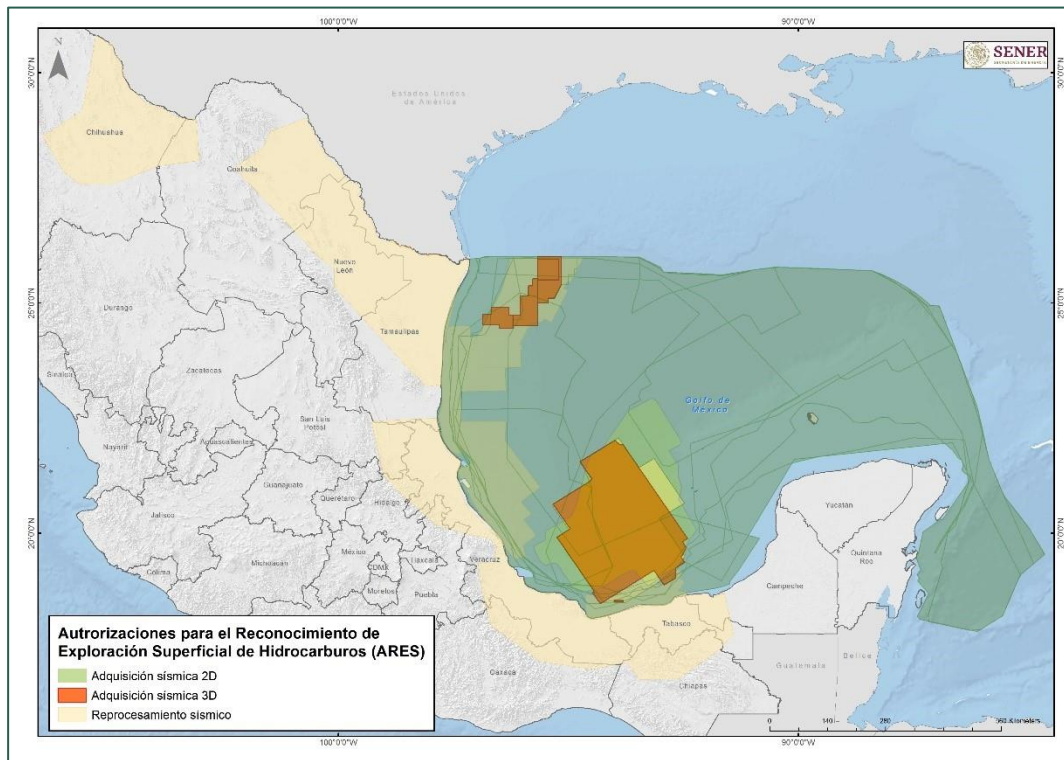
³² Estadísticas del Fondo Mexicano del Petróleo consultada en septiembre de 2019 <http://www.fmped.org.mx/estadisticas.html>

Hasta el 7 de agosto de 2019, la CNH ha autorizado 80 proyectos a 21 compañías para desarrollar trabajos de adquisición y reproceso sísmico, estudios magnéticos, geoquímicos, de mineralogía y esfuerzos gravitacionales, así como registros de pozos³³.

Gráfico 20 . Estado que guardan las ARES autorizadas por CNH al 7 de agosto de 2019



Mapa 4. ARES otorgadas a la fecha por la CNH



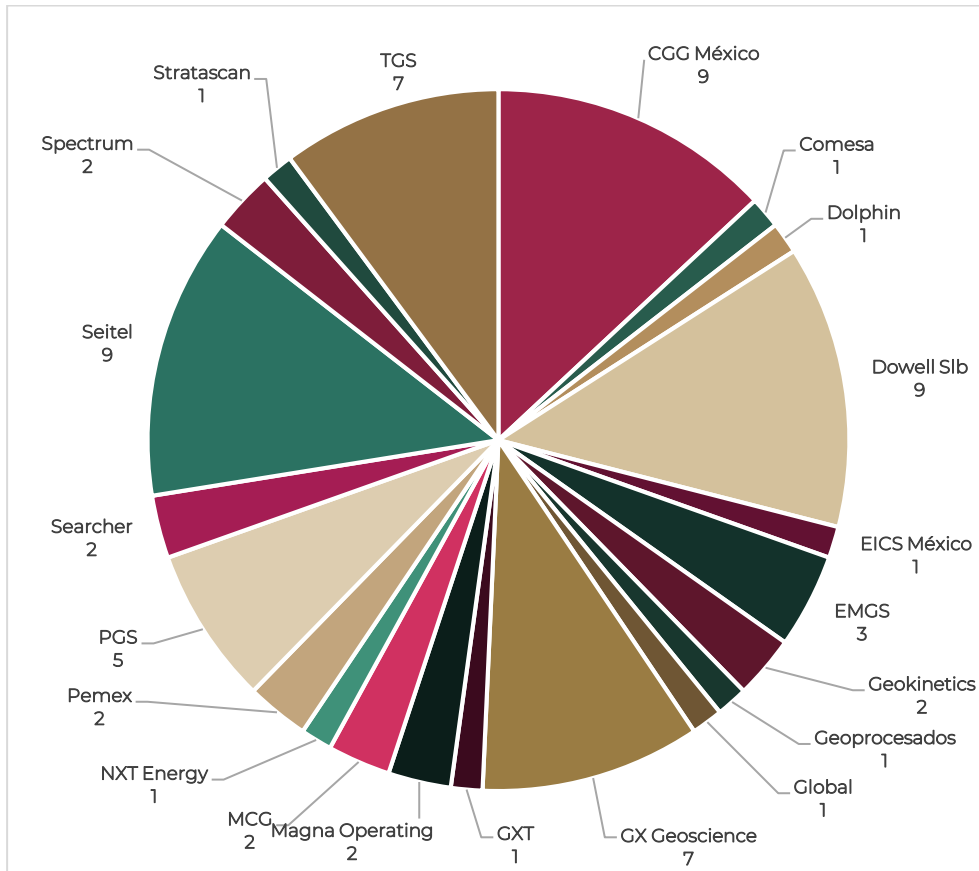
La posibilidad de solicitar una ARES detonó la adquisición de información sísmica en el Golfo de México. En los últimos cuatro años se triplicó el acervo de información sísmica 2D del país con la adquisición de 333.2 mil km de líneas sísmicas al cierre de 2018, así como la adquisición y reprocesamiento de 206.4 mil km² y 509.7 mil km² de sísmica 3D, respectivamente³⁴.

³³ Comisión Nacional de Hidrocarburos, ARES Otorgadas, consultado el mes de septiembre de 2019. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

³⁴ CNH, Reporte ARES actualizado al mes de diciembre de 2018, consultado el 11 de septiembre de 2019. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/1766/reporte-ares.pdf>

Las aplicaciones de empresas para obtener un ARES han sido principalmente enfocadas a la adquisición o reprocesamiento de información sísmica, de las 21 empresas autorizadas, 18 de ellas han optado por la solicitud de dichas autorizaciones, dos han aplicado para autorizaciones de estudios Magnéticos y tres para Registros de Pozos. En los estudios de Esfuerzos Gravitacionales, Mineralogía, Geológicos y Geoquímicos, solamente tienen aplicación de una empresa cada uno³⁵.

Gráfico 21. Empresas autorizadas para reconocimiento y exploración superficial

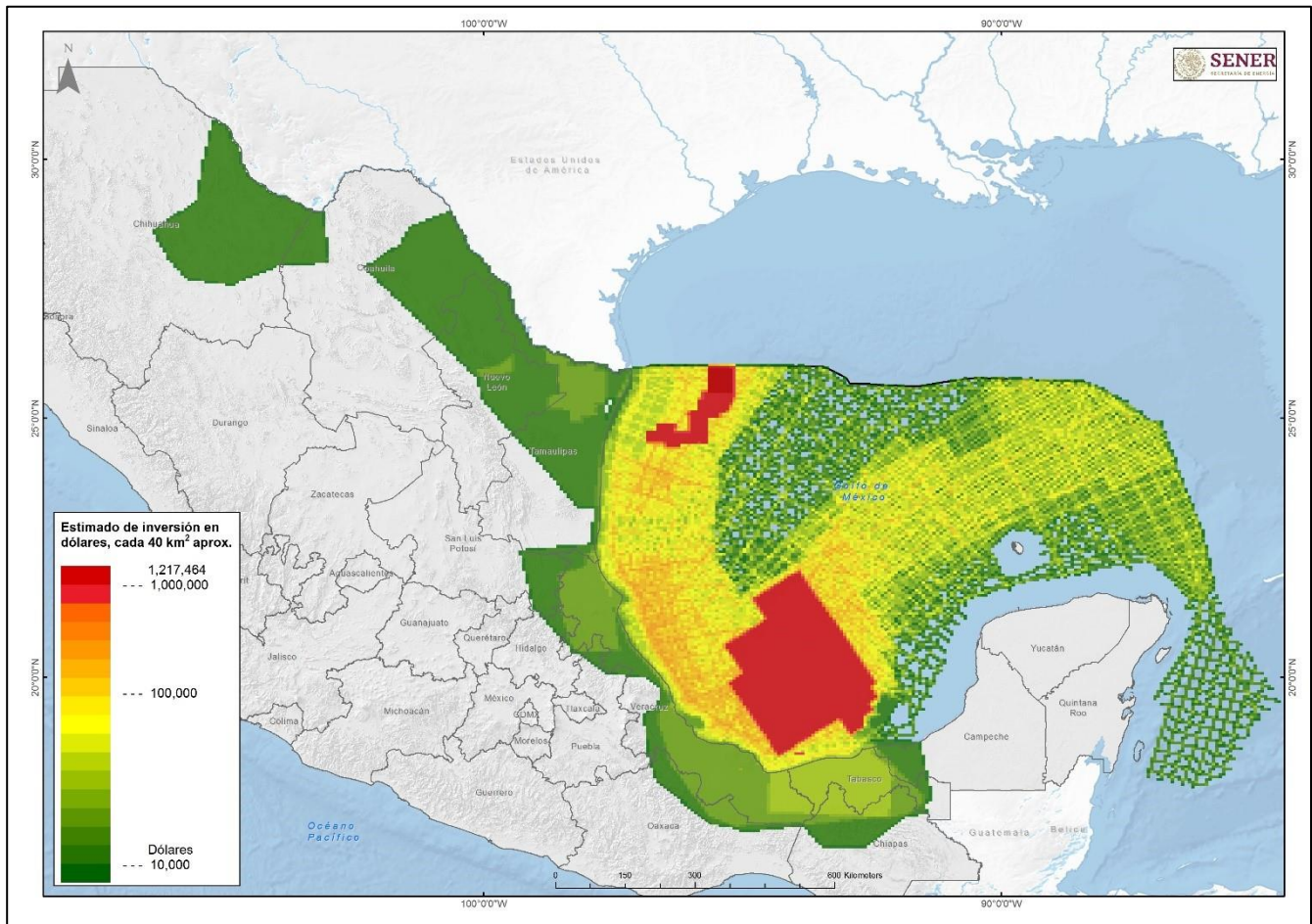


Toda esta actividad en ARES también se traduce en inversión y oportunidades de negocio para la industria petrolera nacional, de acuerdo con la CNH³⁶ la inversión ejercida en ARES desde 2015 y al cierre de 2018 ascendió a 2,752 MMUSD. Esta cifra concentra inversión de hasta 1.2 MMUSD por cada 40 km².

³⁵ CNH, ARES Otorgadas, consultado el 11 de septiembre de 2019. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

³⁶ CNH, Inversión en Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial, consultado el 11 de septiembre de 2019. https://hidrocarburos.gob.mx/media/1782/cnih-estad%C3%ADstico_23ene19.pdf

Mapa 5. Inversión estimada en dólares por cada 40 km² por concepto de ARES para adquisición o reprocesamiento sísmico



El Plan Quinquenal como herramienta indicativa de las actividades de licitación ha sido promotora de actividades relacionadas con las ARES, en el periodo de 2015-2018 el Estado recibió 302 MMUSD de pagos por acceso a la información del CNIH de acuerdo con la CNH y 2752 MMUSD en estudios exploratorios de las ARES³⁷.

5.3.7 Participación de Empresas en la Industria Petrolera Nacional

El Decreto permitió que PEMEX y los particulares pudieran suscribir CEE con el Estado, para llevar a cabo por cuenta de la Nación, las actividades para la exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, bajo el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

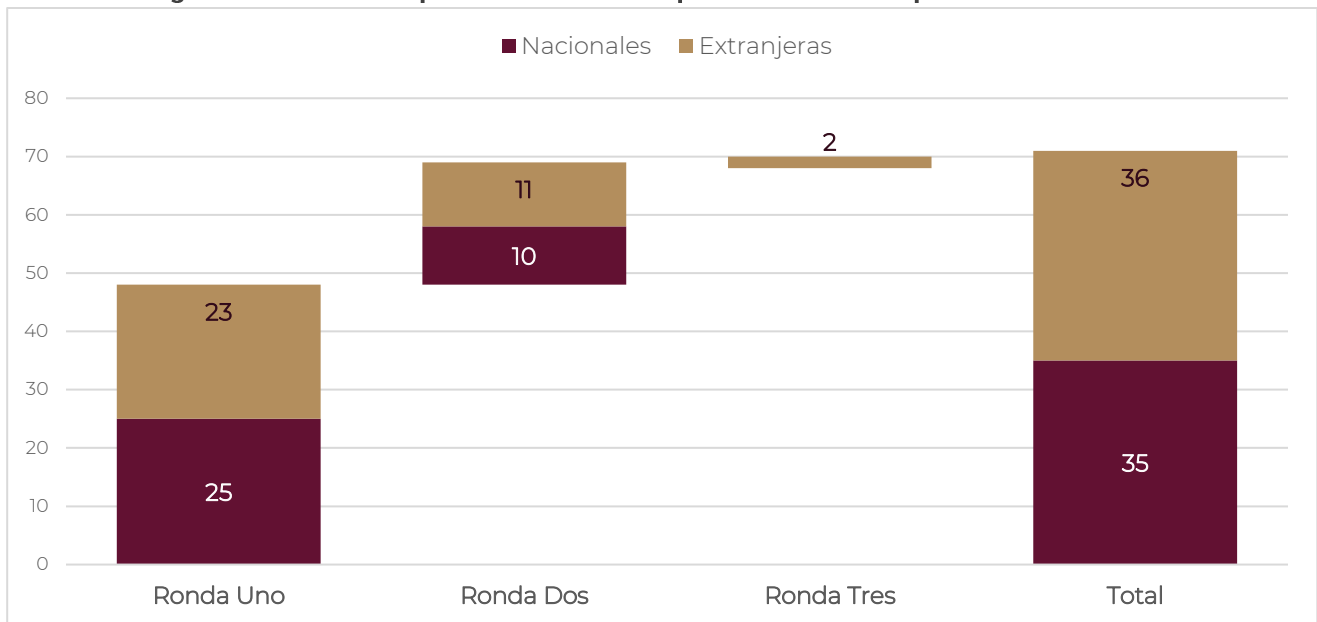
³⁷ CNH Inversiones en información, consultada el 11 de septiembre de 2019.
https://hidrocarburos.gob.mx/media/2002/estadistico_20180312_esp.pdf

La CNH por su parte, es la encargada de ejecutar las licitaciones para la adjudicación de CEE, así como de ejecutar la precalificación de empresas interesadas en participar en dichos procesos. Las empresas interesadas deberán acceder a los Cuartos de Datos y conformar licitantes para ofertar propuestas para las Áreas Contractuales.

La participación de nuevas empresas en la industria petrolera nacional tiene el objetivo de complementar las capacidades del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, así como de compartir y diversificar los requerimientos de inversión y los riesgos asociados a la prospección y producción de hidrocarburos.

Con este propósito, las licitaciones de las Áreas Contractuales en el marco del Plan Quinquenal han incorporado la participación de 70 nuevas empresas a la industria nacional además de PEMEX, quienes han participado de manera individual o en consorcio para presentar ofertas por los CEE, de conformidad con las variables de adjudicación determinadas por la SHCP.

Gráfico 22. Ingreso de nuevas empresas a la industria petrolera nacional por Ronda



A 2019 se tiene registro de 25 empresas mexicanas además de PEMEX en áreas contractuales de la Ronda Uno y 10 en áreas de la Ronda Dos, lo anterior para un total de 35 distintas empresas de origen nacional en CEE³⁸.

La integración de nuevas empresas al sector promovió un ámbito de competencia en las licitaciones de áreas contractuales, que al término de nueve convocatorias registra un promedio de 2.5 ofertas por cada área licitada y de 3.8 ofertas por cada área adjudicada.

³⁸ Empresas operando en Contratos adjudicados por rondas de licitación al mes de septiembre de 2019 <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>

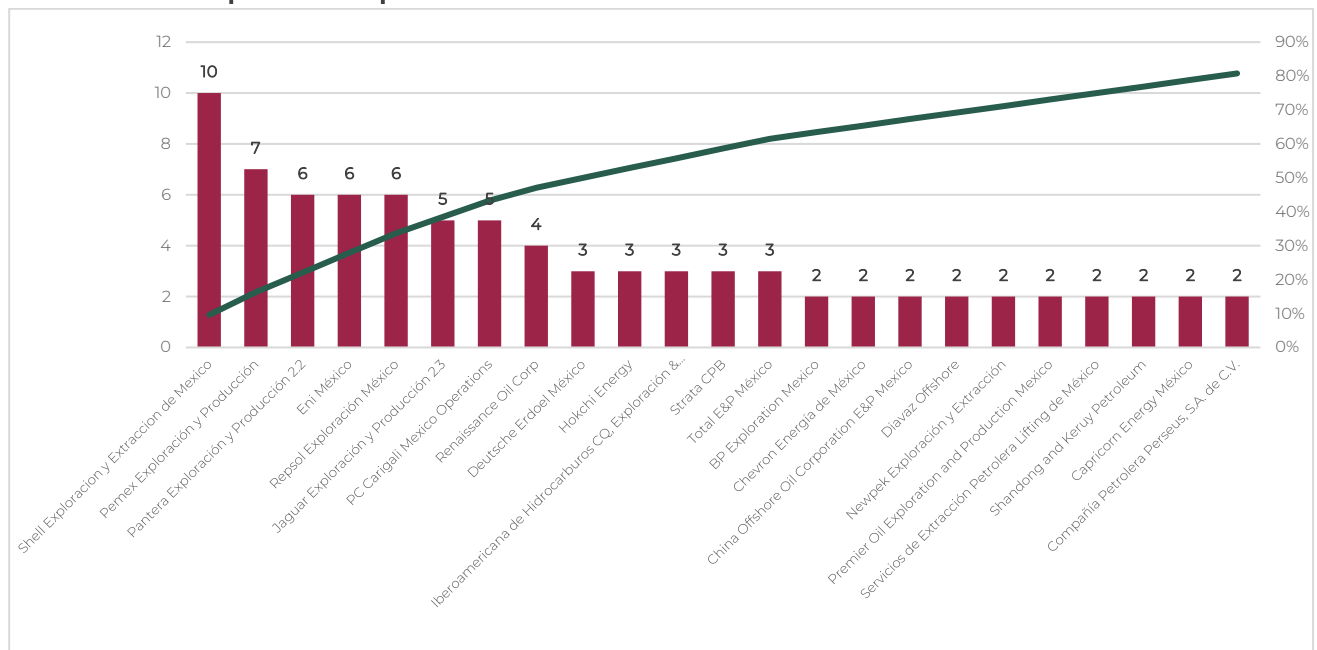


Tabla 28. Promedio de ofertas realizadas por áreas de licitación ofertadas y adjudicadas

| Convocatoria a Licitación | Áreas Licitadas | Ofertas / Áreas Licitadas | Promedio Ofertas / Áreas Licitadas | Áreas Adjudicadas | Ofertas / Áreas Adjudicadas | Promedio Ofertas / Áreas Adjudicadas |
|---------------------------|-----------------|---------------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| R01-L01 | 14 | 11 | 0.8 | 2 | 7 | 3.5 |
| R01-L02 | 5 | 15 | 3.0 | 3 | 15 | 5.0 |
| R01-L03 | 25 | 195 | 7.8 | 25 | 195 | 7.8 |
| R01-L04 | 10 | 13 | 1.3 | 8 | 13 | 1.6 |
| R02-L01 | 15 | 28 | 1.9 | 10 | 28 | 2.8 |
| R02-L02 | 10 | 12 | 1.2 | 7 | 12 | 1.7 |
| R02-L03 | 14 | 52 | 3.7 | 14 | 52 | 3.7 |
| R02-L04 | 29 | 39 | 1.3 | 19 | 39 | 2.1 |
| R03-L01 | 35 | 36 | 1.0 | 16 | 36 | 2.3 |
| Subtotal | 157 | 401 | 2.6 | 104 | 397 | 3.8 |

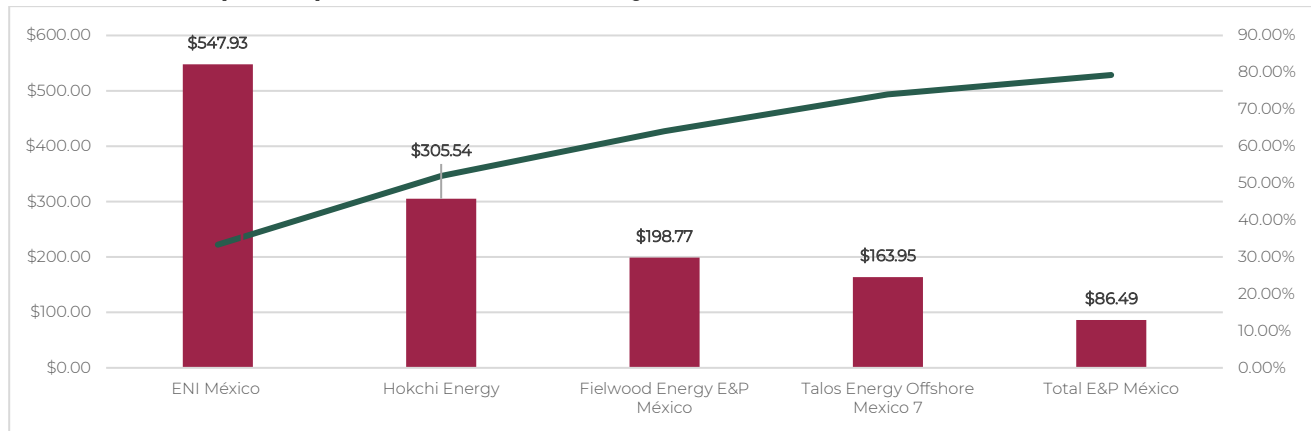
Las áreas terrestres, recibieron en promedio 5.3 ofertas por cada área licitada, las áreas licitadas costa afuera recibieron un promedio de 1.3 ofertas por área licitada. De entre todas las provincias petroleras, las áreas de licitación en Cuencas del Sureste recibieron el mayor número de ofertas por área con 3.7, seguidas de las áreas terrestres de Tampico-Misantla con 2.9 ofertas por área licitada y Burgos con 2.4 ofertas.

En total son 23 operadores que representan el 80% de los CEE vigentes con al menos 2 áreas contractuales cada uno; 20 operadores más cuentan con solamente un CEE adjudicado en licitaciones de rondas. Cabe señalar que, aunque PEMEX sea la empresa con mayor cantidad de CEE adjudicados a la fecha, dicha empresa únicamente funge como operador en siete de ellos y en el resto es un Socio Financiero.

Gráfico 23. Participación de Operadores en Contratos


39 de los Operadores ya han ejercido montos de inversión por 1,643 MMUSD³⁹ para cumplir con sus compromisos contractuales. Tan sólo cinco (5) operadores registran el 80% de la inversión total ejercida en los CEE como se muestra en el Gráfico 24.

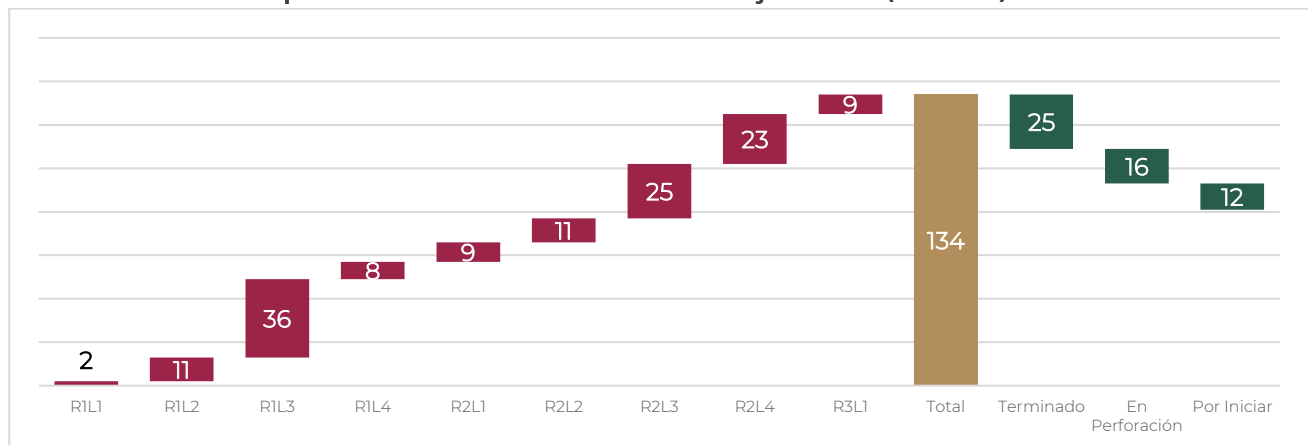
Gráfico 24. Principales Operadores con inversión ejercida



5.3.8 Actividad de Perforación de Pozos por Contratos

Los CEE adjudicados prevén la perforación de pozos como parte del compromiso mínimo de trabajo, mismos que deberán estar contemplados en los planes de exploración, evaluación y desarrollo. Los compromisos iniciales de perforación ascendieron a 136 pozos en los 103 CEE vigentes, pero al día de hoy se tiene registro de 134 pozos comprometidos⁴⁰ de los cuales se han terminado 25 pozos, 16 se encuentran en perforación y 12 más están por iniciar actividades⁴¹. El compromiso contractual de perforación de pozos es equivalente a la cantidad de pozos exploratorios perforados por PEMEX en Asignaciones de los últimos cinco años.

Gráfico 25. Pozos comprometidos en áreas contractuales adjudicadas (Número)



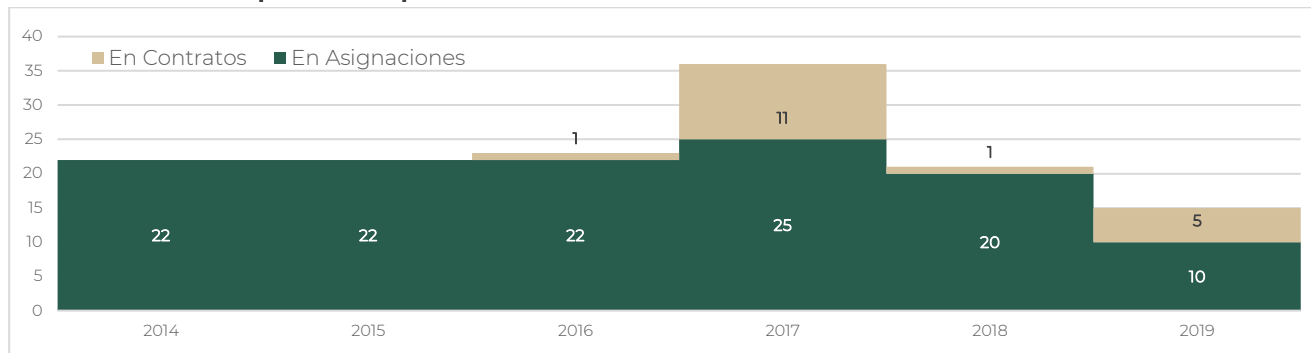
³⁹ Administración de Contratos, RondasMéxico consultada en septiembre de 2019 <https://rondasmexico.gob.mx/#AdmindeContratos>

⁴⁰ Actualización por modificación de planes de trabajo y terminación anticipada del Contrato CNH-R01-L03-A14/2015.

⁴¹ Cifras Relevantes de RondasMexico, consultado al mes de septiembre de 2019. <https://rondasmexico.gob.mx/>

La actividad de perforación exploratoria en CEE de rondas de licitación inició en octubre de 2016 con la perforación del pozo Hokchi-2, hasta entonces PEMEX era el único Operador con actividades de perforación exploratoria con un promedio de 22 pozos al año. Un año después durante 2017 la cantidad de pozos exploratorios en CEE ascendió a 11, lo que representó el 31% de la actividad exploratoria de perforación en México⁴². A septiembre de 2019, los pozos exploratorios perforados por CEE representan el 40% del total de los pozos exploratorios perforados en México.

Gráfico 26. Pozos exploratorios perforados 2015-2019 (Número)

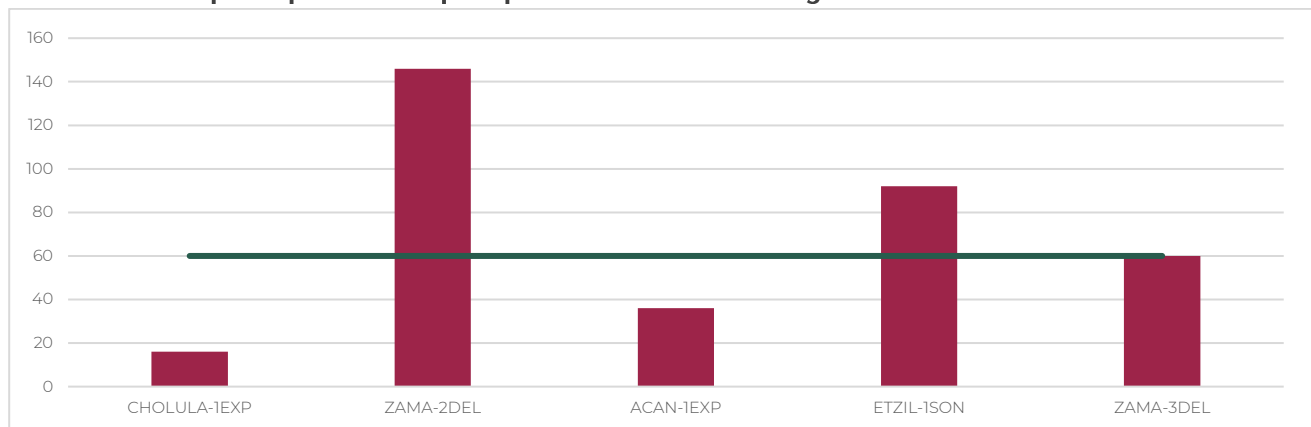


Al mes de junio de 2019 se finalizó la perforación de 5 pozos⁴³ por actividad en CEE de rondas de licitación, los cuales están por probarse para definir si son productores de aceite y gas asociado o de gas no asociado. Los tiempos de perforación registrados se encuentran desde 16 hasta 146 días.

Tabla 29. Tiempos de perforación de pozos en Contratos

| | Tiempo de Perforación (días) | | |
|-----------------|------------------------------|-------|--------|
| | Mínimo | Medio | Máximo |
| Aguas Someras | 36 | 80 | 146 |
| Aguas Profundas | 16 | 54 | 92 |

Gráfico 27. Tiempo de perforación para pozos de Contratos en aguas someras



⁴² CNH, Estadísticas "Indicadores de Actividad Petrolera" consultado en septiembre de 2019 <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>

⁴³ El pozo restante no cuenta con reporte sobre los resultados productivos.

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

Con motivo de la evaluación 2019 a la ejecución del Plan Quinquenal se da continuidad a la Estrategia 2018 del Plan, se actualizan las áreas dando de baja los bloques que contenían campos, los cuales fueron otorgados a Pemex en las 64 Asignaciones el 28 de agosto 2019.

La evaluación 2018 del Plan Quinquenal publicado en enero de 2018 consideraba un volumen total de recursos de 77,917.80 MMbpce (40,076.6 MMbpce en recursos prospectivos y 37,841.2 MMbpce en volumen remanente⁴⁴) distribuidos en una superficie de 212,927.4 km². Por su parte, el proceso de evaluación 2019 da como resultado un recurso total de 55,032.6 MMbpce (40,190.2 MMbpce en recursos prospectivos y 14,842.4 MMbpce en volumen remanente), en una superficie de 213,715.3 km².

Lo anterior equivale a una reducción de 22,885.2 MMbpce en recursos totales y un aumento en superficie de 787.90 km² en superficie de licitación, principalmente por la adjudicación de recursos y superficie correspondientes a los CEE de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos y la Primera Convocatoria de la Ronda Tres, así como por la actualización de los recursos disponibles al 1 de enero de 2018 con motivo de modificaciones a los derechos de PEMEX en Asignaciones y la adición de áreas de licitación en aguas profundas con nuevos bloques complementarios a los clústeres existentes.

El Plan Quinquenal mantiene cuatro categorías de áreas de exploración y extracción y la intención de convocar a una licitación anual por tipo de proyecto a hacia 2019: 1) Terrestres; 2) Agua Someras; 3) No Convencionales y 4) Aguas Profundas.

Tabla 30. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019

| | Recursos prospectivos/remanentes y superficie | Plan Quinquenal Evaluación 2018 | Plan Quinquenal Evaluación 2019 | Diferencia (%) |
|--------------|-----------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------|
| Total | Recursos Prospectivos (MMbpce) | 40,076.6 | 40,190.2 | 0.3% |
| | Volumen Remanente (MMbpce) | 37,841.2 | 14,842.4 | -60% |
| | Superficie (km ²) | 212,927.4 | 213,715.3 | 0.4% |

La configuración de las áreas de licitación del Plan Quinquenal mantiene un enfoque de exploración en las áreas para licitar, con 9,287 MMbpce en recursos prospectivos convencionales y 30,903.2 MMbpce en recursos no convencionales, que en ciertos casos incluyen recursos descubiertos (campos).

⁴⁴ Para efectos de cálculo de petróleo crudo equivalente, consideró 5 millares de pies cúbicos por cada barril de petróleo crudo equivalente.

El Plan Quinquenal considera 103 campos petroleros: 38 se ubican en áreas para la exploración y extracción de recursos convencionales y 65 en áreas para la exploración y extracción de recursos no convencionales.

En seguimiento al principio de estandarización de áreas de licitación por categorías de proyectos en el Plan Quinquenal, la evaluación 2019 presenta 476 áreas remanentes para la conformación de áreas contractuales, de los cuales 289 se ubican costa afuera y en zonas terrestres de recursos convencionales y 187 en zonas terrestres donde coinciden recursos convencionales y no convencionales. El Plan Quinquenal considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 471 áreas, mientras que las 5 restantes como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos.

Tabla 31. 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 | 28 | 27,594.9 | 1,185.8 | 0.0 | 1,185.8 | 0.0 | 0.0 |
| | Cordilleras Mexicanas | 44 | 41,889.1 | 2,258.2 | 0.0 | 2,258.2 | 0.0 | 0.0 |
| | Cuenca Salina del Istmo | 40 | 35,708.7 | 2,321.3 | 0.0 | 2,321.3 | 4.0 | 520.2 |
| Subtotal | | 112 | 105,192.7 | 5,765.4 | 0.0 | 5,765.4 | 4.0 | 520.2 |
| Aguas someras | Burgos Somero | 47 | 18,667.0 | 1,167.7 | 0.0 | 1,167.7 | 0.0 | 0.0 |
| | Cuencas del Sureste Somero | 1 | 21.0 | 22.6 | 0.0 | 22.6 | 2.0 | 147.4 |
| | Tampico-Misantla-Veracruz | 29 | 12,199.1 | 1,151.5 | 0.0 | 1,151.5 | 3.0 | 126.2 |
| Subtotal | | 77 | 30,887.0 | 2,341.9 | 0.0 | 2,341.9 | 5.0 | 273.5 |
| Terrestre convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | 37 | 8,050.1 | 327.3 | 0.0 | 327.3 | 3.0 | 225.8 |
| | Sabinas-Burgos | 29 | 8,471.5 | 280.5 | 0.0 | 280.5 | 21.0 | 49.3 |
| | Tampico-Misantla | 11 | 2,100.1 | 5.6 | 0.0 | 5.6 | 4.0 | 8.6 |
| | Veracruz | 23 | 5,044.7 | 157.4 | 0.0 | 157.4 | 2.0 | 6.5 |
| Subtotal | | 100 | 23,666.4 | 408.9 | 30,903.2 | 31,312.1 | 65.0 | 13,758.5 |
| Terrestre no convencional | Sabinas | 35 | 10,626.9 | 5.9 | 1,098.0 | 1,103.9 | 0.0 | 0.0 |
| | Sabinas-Burgos | 74 | 21,449.4 | 223.5 | 7,942.9 | 8,166.4 | 40.0 | 479.3 |
| | Tampico-Misantla | 78 | 21,892.8 | 179.5 | 21,862.3 | 22,041.8 | 25.0 | 13,279.2 |
| Subtotal | | 187 | 53,969.1 | 408.9 | 30,903.2 | 31,312.1 | 65.0 | 13,758.5 |
| Total | | 476 | 213,715.3 | 9,287.0 | 30,903.2 | 40,190.2 | 103.0 | 14,842.4 |

Para el diseño de las 476 áreas de licitación del Plan Quinquenal para la exploración y extracción de hidrocarburos, se emplearon dimensiones promedio por categoría de proyecto, 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 32. Superficie promedio de las áreas a licitar para la exploración y extracción*, por categoría

| Categoría | Sector | Tamaño promedio (km ²) | Promedio por Categoría (km ²) | Total de áreas | Superficie Total (km ²) |
|------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------|----------------|-------------------------------------|
| Aguas profundas | Área Perdido | 986 | 973 | 108 | 105,093 |
| | Cordilleras Mexicanas | 952 | | | |
| | Cuenca Salina del Istmo | 893 | | | |
| Aguas someras | Burgos Somero | 397 | 401 | 77 | 30,887 |
| | Tampico-Misantla-Veracruz | 421 | | | |
| Terrestres convencionales | Cuencas del Sureste-Chiapas | 223 | 239 | 99 | 23,656 |
| | Sabinas-Burgos | 292 | | | |
| | Tampico-Misantla | 191 | | | |
| | Veracruz | 219 | | | |
| Terrestres no convencionales | Sabinas | 304 | 289 | 187 | 53,969 |
| | Sabinas-Burgos | 290 | | | |
| | Tampico-Misantla | 281 | | | |

*No se contabilizan las 5 áreas en las que, por excepción, se prevé únicamente la extracción de hidrocarburos.

Tabla 33. Recursos y superficie del Plan Quinquenal en las áreas de licitación definidas

| Categoría | Recursos prospectivos (MMbpce) | Volumen original remanente (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| Aguas profundas | 5,765.4 | 520.2 | 105,192.7 |
| Aguas someras | 2,341.9 | 273.5 | 30,887.0 |
| Terrestres convencionales | 770.8 | 290.2 | 23,666.4 |
| Terrestres no convencionales | 31,312.1 | 13,758.5 | 53,969.1 |
| Total | 40,190.2 | 14,842.4 | 213,715.3 |

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

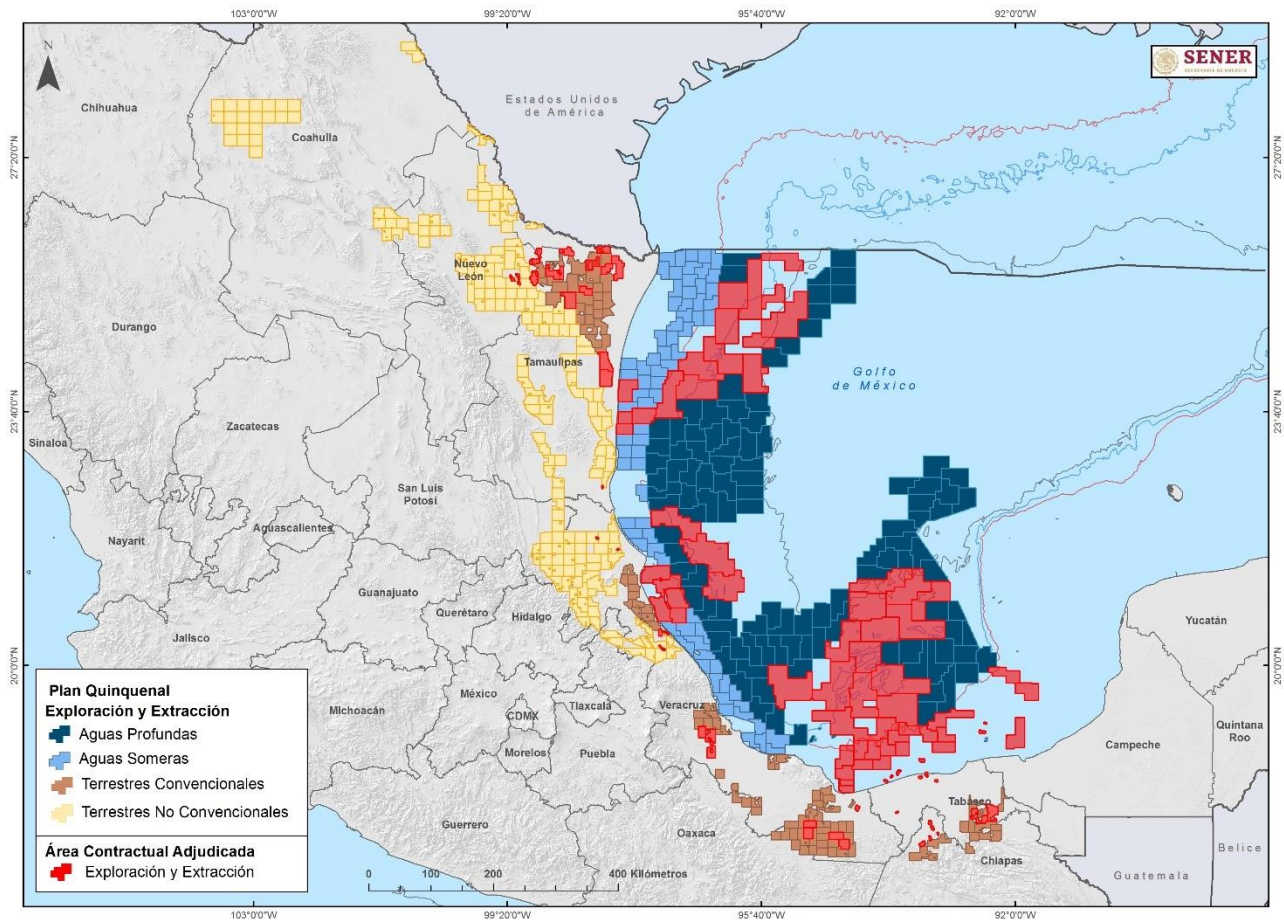


6.1 Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos

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

Entre los elementos de análisis de las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos se incluye la estimación de recursos prospectivos y de volumen original remanente en sitio, la distribución geológica de los campos, las posibles trampas visualizadas y la cobertura sísmica. Las áreas para exploración y extracción de hidrocarburos cuentan con una evaluación sobre aspectos de disponibilidad de infraestructura para la producción y transporte de hidrocarburos, el riesgo geológico, volumen y tipo de hidrocarburo esperado. Estas áreas se muestran en el Mapa 6.

Mapa 6. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019



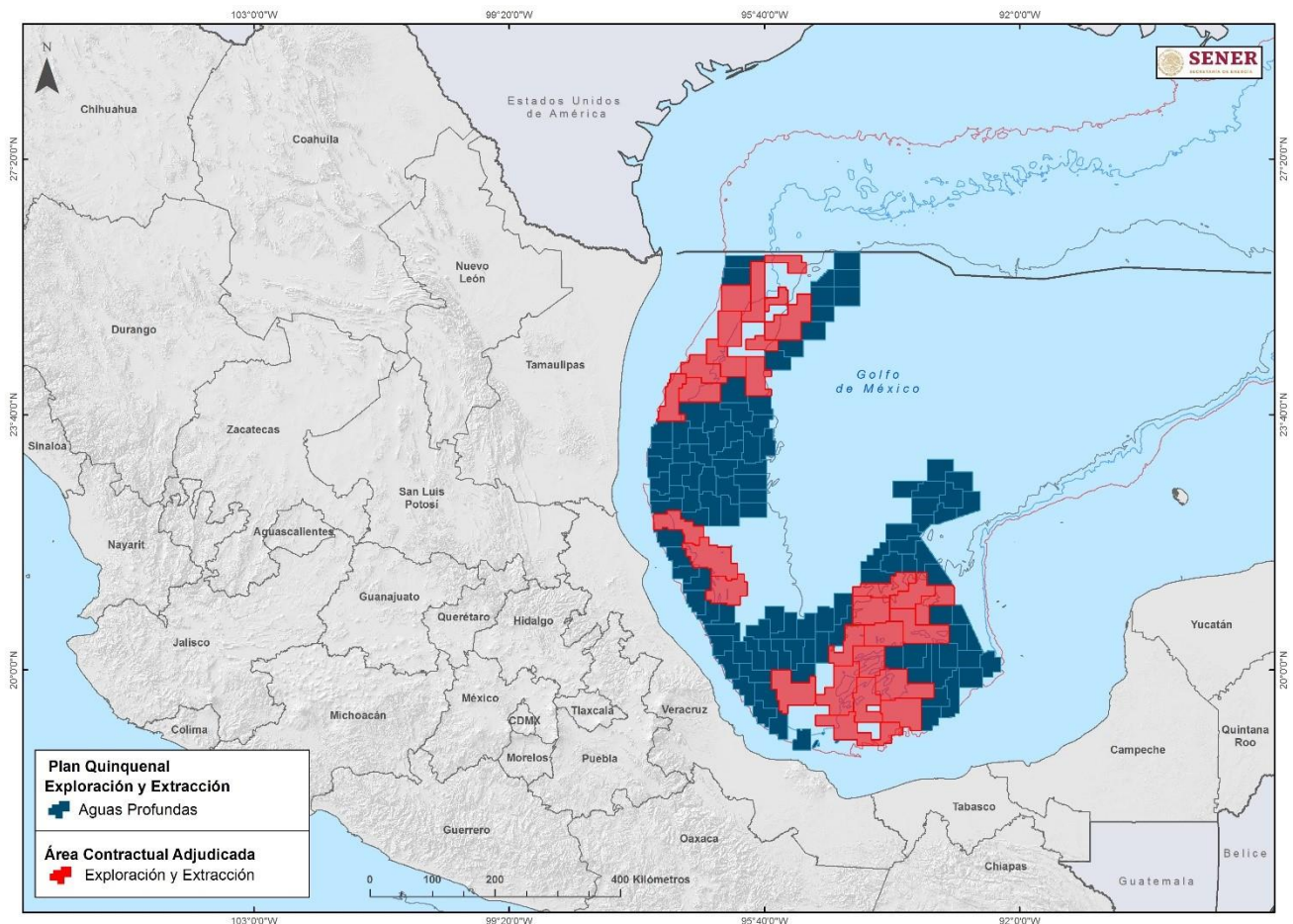
6.1.1 Aguas profundas

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche. Las áreas se localizan principalmente en las regiones Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo [Mapa 7]. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 5,765.4 MMbpce y una superficie de 105,093 km².

Tabla 34. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas

| Sector | Volumen prospectivo (MMbpce) | Superficie (km ²) | Número de bloques |
|-------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| Área Perdido | 1,185.8 | 27,595 | 28 |
| Cordilleras Mexicanas | 2,258.2 | 41,889 | 44 |
| Cuenca Salina del Istmo | 2,321.3 | 35,609 | 36 |
| Total | 5,765.4 | 105,093 | 108 |

Mapa 7. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas



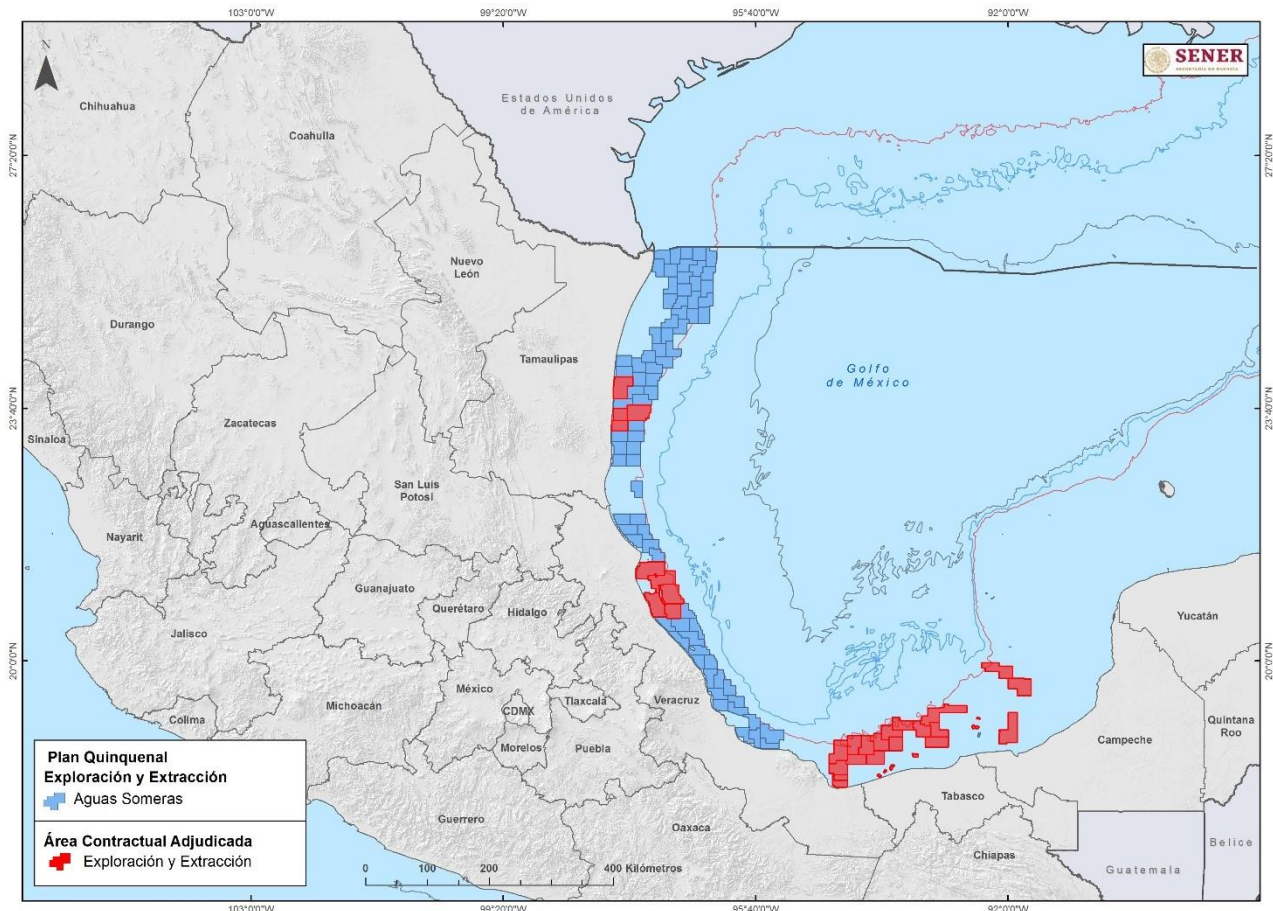
6.1.2 Aguas someras

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras acumulan un recurso prospectivo estimado de 2,342 MMbpce y volumen original remanente por 274 MMbpce, en una superficie de 30,887 km² [Tabla 35]. 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 hipotéticos.

Tabla 35. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras

| Sector | Recursos prospectivos (MMbpce) | Volumen remanente (MMbpce) | Superficie (km ²) | Número de bloques |
|----------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------|
| Burgos Somero | 1,168 | 0 | 18,667 | 47 |
| Cuencas del Sureste Somero | 23 | 147 | 21 | 1 |
| Tampico-Misantla-Veracruz | 1,152 | 126 | 12,199 | 29 |
| Total | 2,342 | 274 | 30,887 | 77 |

Mapa 8. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras



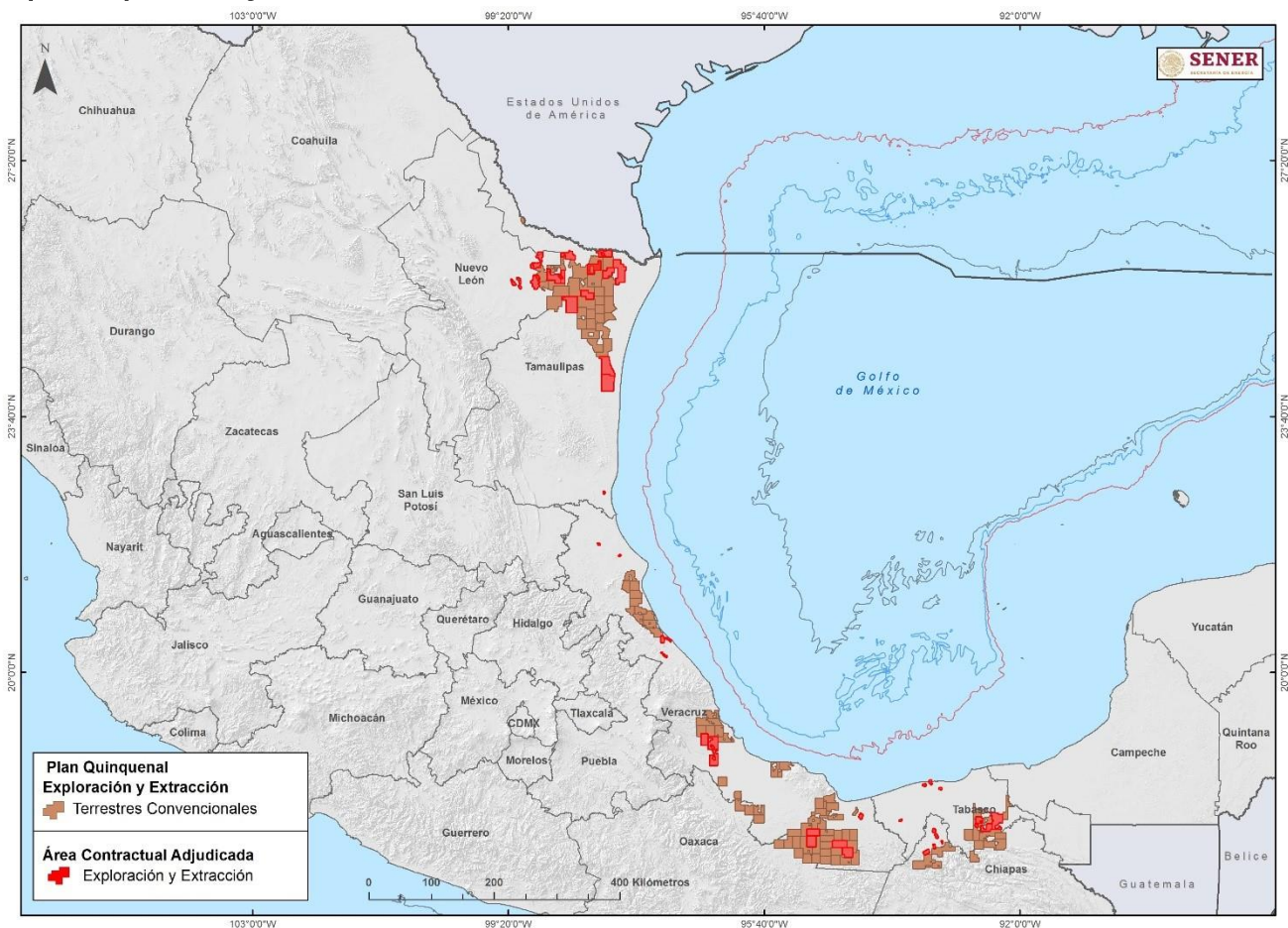
6.1.3 Áreas terrestres convencionales

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales [Mapa 9], el recurso prospectivo estimado es de 771 MMbpce y el volumen remanente en sitio por 266 MMbpce, en una superficie de 23,656 km² [Tabla 36].

Tabla 36. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

| Sector | Recursos prospectivos (MMbpce) | Volumen remanente (MMbpce) | Superficie (km ²) | Número de bloques |
|-----------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------|
| Cuencas del Sureste-Chiapas | 327 | 202 | 8,040 | 36 |
| Sabinas-Burgos | 281 | 49 | 8,472 | 29 |
| Tampico-Misantla | 6 | 9 | 2,100 | 11 |
| Veracruz | 157 | 7 | 5,045 | 23 |
| Total | 771 | 266 | 23,656 | 99 |

Mapa 9. 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 53,969 km² [Tabla 37]. La integración de áreas con la columna geológica completa conlleva a que estas áreas contengan recursos prospectivos convencionales estimados en 409 MMbpce además de los recursos no convencionales por 30,903 MMbpce, e inclusive, volumen remanente de campos por 13,759 MMbpce. Estas áreas se encuentran distribuidas en Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla [Mapa 10].

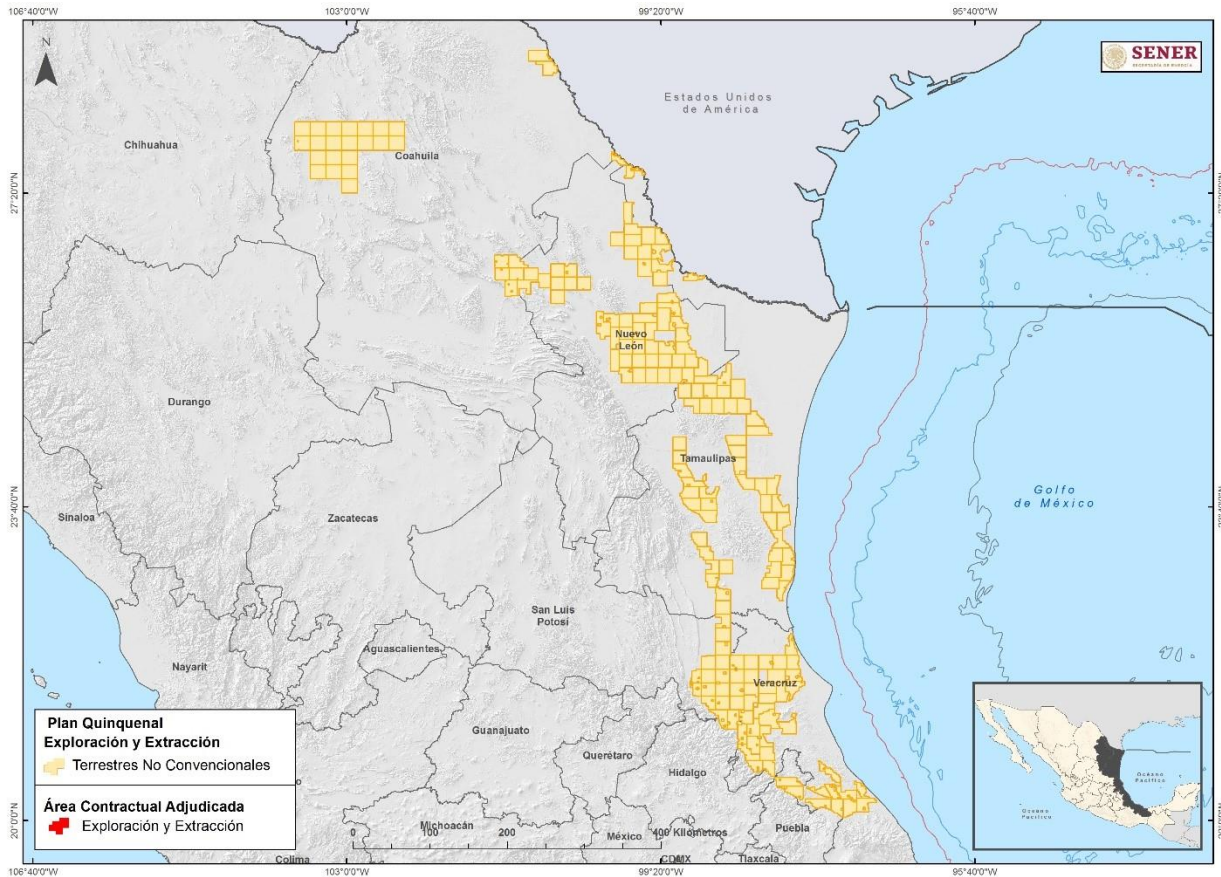
La definición de esta categoría parte de la integración de las regiones con mayor prospectividad de recursos en lutitas con las áreas de recursos en Chicontepec. Las áreas de recursos no convencionales se encuentran diseñadas con base en la información geológica, geofísica y geoquímica disponible para 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 Sabinas, 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 37. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales

| Sector | Recursos prospectivos (MMbpce) | Volumen remanente (MMbpce) | Superficie (km ²) | Número de bloques |
|------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------|
| Sabinas | 1,104 | 0 | 10,627 | 35 |
| Sabinas-Burgos | 8,166 | 479 | 21,449 | 74 |
| Tampico-Misantla | 22,042 | 13,279 | 21,893 | 78 |
| Total | 31,312 | 13,759 | 53,969 | 187 |

Mapa 10. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales


6.2 Áreas para la extracción de hidrocarburos

El Plan Quinquenal considera 5 campos para la extracción en 5 áreas de licitación, en los cuales únicamente se pueden realizar actividades de extracción de las reservas descubiertas. Lo anterior, como consecuencia de que estos campos coinciden superficialmente con Asignaciones de PEMEX y por lo tanto las áreas no pueden licitarse con la columna geológica completa.

6.2.1 Aguas profundas

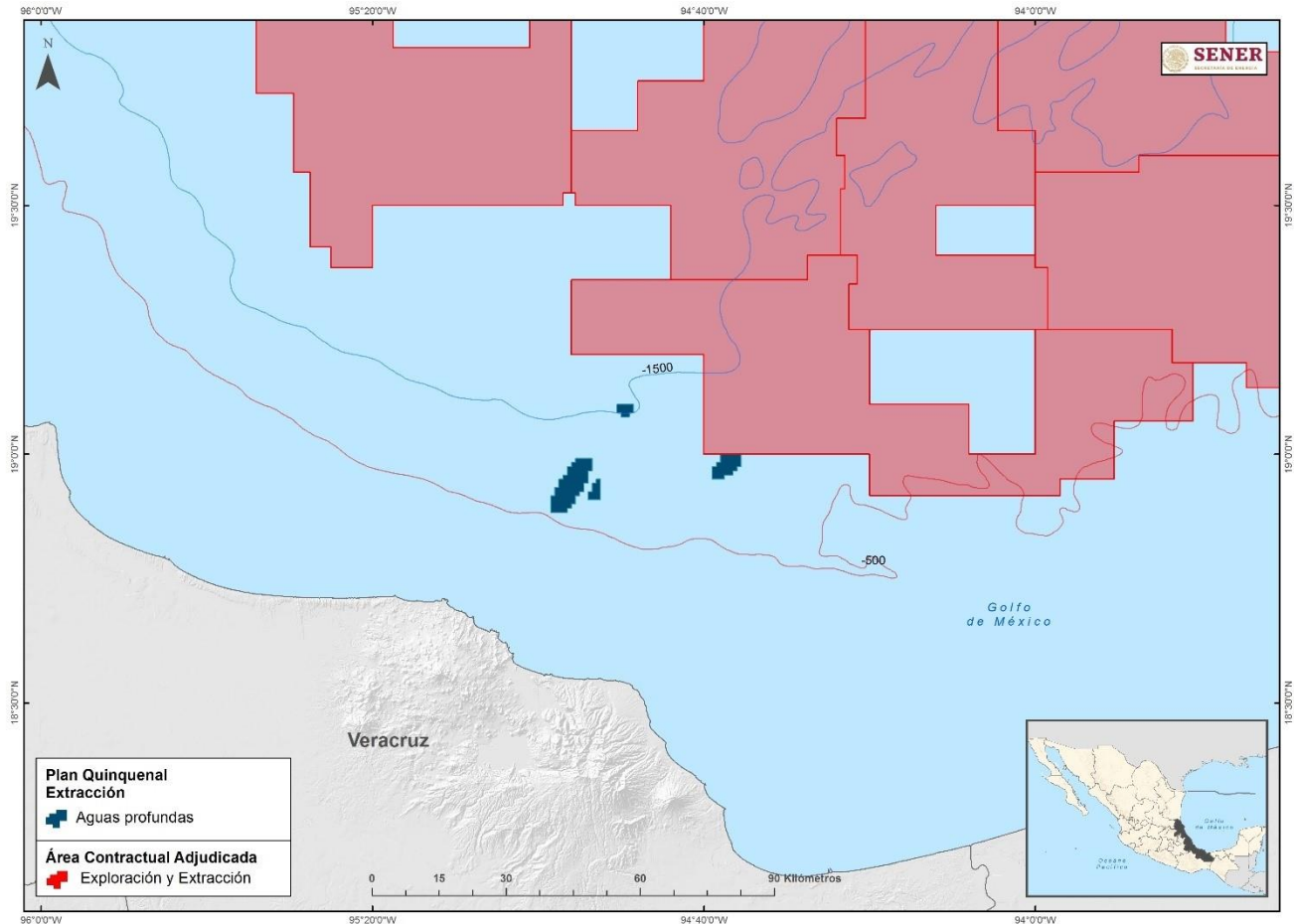
Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas profundas se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa y cuentan con un volumen en sitio de 520 MMbpce y con una superficie aproximada de 100 km² [Tabla 38].

Tabla 38. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

| Sector | Campos | Volumen remanente (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------|----------|----------------------------|-------------------------------|
| Cuenca Salina del Istmo | 4 | 520 | 100 |
| Total | 4 | 520 | 100 |

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 11].

Mapa 11. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas



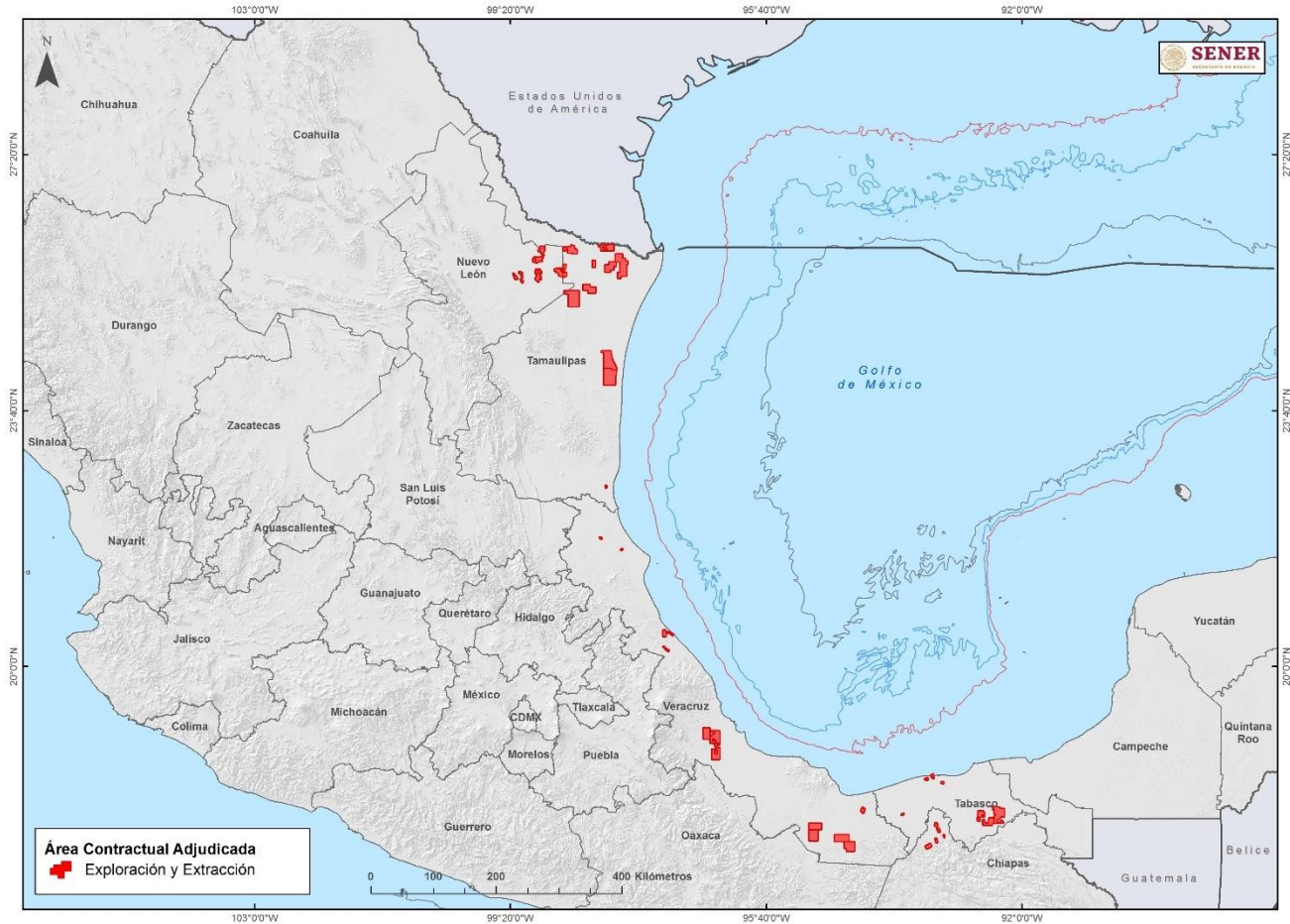
6.2.2 Áreas terrestres convencionales

Solo un campo para la extracción de hidrocarburos terrestres se ubica en el Estado de Veracruz [Mapa 12]. Este campo posee un volumen remanente en sitio de 24 MMbpce y una superficie aproximada de 11 km² [Tabla 39].

Tabla 39. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

| Sector | Áreas (campos) | Volumen remanente (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-----------------------------|----------------|----------------------------|-------------------------------|
| Cuencas del Sureste-Chiapas | 1 | 24 | 11 |
| Total | 1 | 24 | 11 |

Mapa 12. Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales



6.3 Áreas por entidad federativa

En Coahuila se tiene contemplado una superficie de 7,844 km² para la exploración y extracción de recursos no convencionales con un recurso prospectivo de 211 MMbpce [Tabla 40].

Tabla 40: Áreas en Coahuila

| Actividad Petrolera | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de recursos no convencionales | 211 | 7,844 |
| Total | 211 | 7,844 |

En Tamaulipas se localiza una superficie de licitación de 19,837 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 8,852 MMbpce y el volumen remanente en 196 MMbpce [Tabla 41].

Tabla 41: Áreas en Tamaulipas

| Actividad Petrolera | Clasificación | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de hidrocarburos | Terrestre convencional y Terrestre no convencional | 9,048 | 19,837 |
| Total | | 9,048 | 19,837 |

En Nuevo León se localizan 12,784 km² de superficie para licitación de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 4,230 MMbpce en recursos prospectivos y 290 MMbpce en volumen remanente [Tabla 42].

Tabla 42. 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 | 4,520 | 12,784 |
| Total | | 4,520 | 12,784 |

En San Luis Potosí se localizan 2,415.0 km² de superficie para licitación de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 2,687.2 MMbpce en recursos prospectivos [Tabla 43].

Tabla 43. Áreas en San Luis Potosí

| Actividad Petrolera | Clasificación | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------------|---------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de hidrocarburos | Terrestre no convencional | 2,687 | 2,415 |
| Total | | 2,687 | 2,415 |

En Hidalgo se localizan 265 km² de superficie para licitación de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, con 350 MMbpce en recursos prospectivos y 0.4 MMbpce en volumen remanente [Tabla 44].

Tabla 44. Áreas en Hidalgo

| Actividad Petrolera | Clasificación | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------------|---------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de hidrocarburos | Terrestre no convencional | 350 | 265 |
| Total | | 350 | 265 |

En Veracruz se localiza una superficie de licitación de 16,803 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 6,900 MMbpce y el volumen remanente en 9,903 MMbpce [Tabla 45]



Tabla 45. 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 | 16,779 | 16,647 |
| Total | | 16,803 | 16,658 |

En Oaxaca se localizan 410 km² de superficie para licitación de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 11 MMbpce en recursos prospectivos [Tabla 46].

Tabla 46. Áreas en Oaxaca

| Actividad Petrolera | Clasificación | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de hidrocarburos | Terrestre convencional | 11 | 410 |
| Total | | 11 | 410 |

En Tabasco se localiza una superficie de licitación de 1,401 km² para efectuar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 37 MMbpce [Tabla 47].

Tabla 47. Áreas en Tabasco

| Actividad Petrolera | Clasificación | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de hidrocarburos | Terrestre convencional | 37 | 1,401 |
| Total | | 37 | 1,401 |

En Chiapas se localiza una superficie de licitación de 1,525.6 km² para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 212.9 MMbpce y el volumen remanente en 160.7 MMbpce [Tabla 48].

Tabla 48. Áreas en Chiapas

| Actividad Petrolera | Clasificación | Volumen total de recursos (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y extracción de hidrocarburos | Terrestre convencional | 213 | 1,441 |
| Total | | 213 | 1,441 |

En las Aguas Territoriales, la superficie de licitación asciende a 137,073.6 km², para realizar exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 8,084.6 MMbpce en recursos prospectivos y de 126.2 MMbpce en volumen remanente, así como la extracción de hidrocarburos de 44 campos con un volumen remanente por 18,167.1 MMbpce [Tabla 49].



Tabla 49. 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 | 8,211 | 135,959 |
| Extracción de hidrocarburos | Aguas profundas y aguas someras | 520 | 100 |
| Total | | 8,731 | 136,059 |

En las entidades federativas de Chiapas, Coahuila, 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 8,591 MMbpce y volumen remanente por 3,656 MMbpce, en una superficie de 14,583 km² [Tabla 50].

Tabla 50. 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) |
|------------------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Coahuila, Nuevo Leon | 246 | 802 |
| Coahuila, Nuevo Leon, Tamaulipas | 165 | 301 |
| Nuevo Leon, Tamaulipas | 5,691 | 5,962 |
| San Luis Potosí, Hidalgo | 670 | 579 |
| Tabasco, Chiapas | 24 | 580 |
| Tamaulipas, Veracruz, San Luis Potosí | 176 | 247 |
| Veracruz, Hidalgo | 1,995 | 1,677 |
| Veracruz, Oaxaca | 20 | 1,457 |
| Veracruz, Puebla | 1,331 | 1,498 |
| Veracruz, San Luis Potosí | 1,521 | 1,178 |
| Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo | 412 | 300 |
| Total | 12,251 | 14,583 |

ANEXO 1. Información de reservas y volumen remanente por campo y entidad federativa (al 1 de enero de 2019)

| No. | Campo | Entidad Federativa | Clasificación | Tipo de fluido | °API | Reserva Remanente 1P (MMbpcpe) | Reserva Remanente 2P (MMbpcpe) | Reserva Remanente 3P (MMbpcpe) | Volumen Original Remanente (MMbpcpe) |
|-----|------------------|-------------------------|---------------|----------------|------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| 1 | Abkatún | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 28 | 18.6 | 52.5 | 54.9 | 5,901.0 |
| 2 | Acuatempa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | 1.5 | 2.8 | 2.8 | 79.3 |
| 3 | Acuyo | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 2.6 |
| 4 | Agami | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 5 | Ágata | Veracruz | Terrestre | Gas | 35 | - | - | - | 23.3 |
| 6 | Agave | Tabasco | Terrestre | Gas | 34.5 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 321.7 |
| 7 | Agua Blanca | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 8 | Agua Fria | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 24 | 52.7 | 155.7 | 185.5 | 1,629.4 |
| 9 | Agua Nacida | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | 7.1 | 62.9 | 85.8 | 1,766.8 |
| 10 | Aguacate | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 15 | 1.3 | 2.3 | 5.4 | 49.9 |
| 11 | Ahuatepec | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | 2.4 | 29.8 | 100.6 | 2,194.9 |
| 12 | Akal | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 18.7 | 669.0 | 1,894.1 | 2,944.4 | 19,029.3 |
| 13 | Akpol | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Gas | - | 6.3 | 20.3 | 44.6 | 54.6 |
| 14 | Alak | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 14 | - | 39.5 | 47.5 | 278.1 |
| 15 | Alambra | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 1.8 |
| 16 | Alameda | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 10 | - | - | 4.0 | 26.0 |
| 17 | Álamo San Isidro | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26.5 | 0.2 | 0.3 | 0.7 | 151.4 |
| 18 | Alazán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 16 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 52.3 |
| 19 | Alcaraván | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 20 | Algodonero | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.3 |
| 21 | Almendo | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 1.6 | 1.6 | 3.8 |
| 22 | Alondra | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 18.3 |
| 23 | Altamira | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | 4.6 | 6.2 | 13.7 | 221.7 |
| 24 | Alux | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 28 | 3.6 | 15.9 | 32.6 | 108.3 |
| 25 | Amatista | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 26 | Amatitlán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 43 | 2.8 | 42.1 | 251.7 | 4,835.7 |
| 27 | Ambos | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.4 | 0.8 |
| 28 | Amoca | | | | | 52.5 | 231.3 | 382.9 | 1,415.2 |
| 29 | Anáhuac | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.8 | 0.8 | 1.4 | 117.8 |
| 30 | Angostura | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 15 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 283.8 |
| 31 | Anguilas | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 32 | Anhérido | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 207.0 |
| 33 | Antiguo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 1.2 |
| 34 | Apertura | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 10.1 |
| 35 | Árabe | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 3.3 |
| 36 | Aragón | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | 13.5 | 81.0 | 119.7 | 1,856.6 |
| 37 | Aral | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 2.1 |
| 38 | Arcabuz | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 2.5 | 2.7 | 3.7 | 63.0 |
| 39 | Arcos | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 5.6 | 10.3 | 11.3 | 53.7 |
| 40 | Arenque | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 28 | 41.6 | 62.1 | 62.1 | 1,371.9 |
| 41 | Aris | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.5 |
| 42 | Arquimia | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 23.8 |
| 43 | Arrecife Medio | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | 2.8 |
| 44 | Arroyo Blanco | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 18.0 |
| 45 | Arroyo Prieto | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 31.6 | 2.7 | 2.9 | 3.1 | 32.8 |
| 46 | Arroyo Viejo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 25 | - | - | - | 1.7 |
| 47 | Arroyo Zanapa | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 74.3 |
| 48 | Artesa | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 27.5 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 179.5 |
| 49 | Artimón | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 1.3 | 2.5 | 4.2 | 5.6 |
| 50 | Atajo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | 0.0 | 0.6 |
| 51 | Atlapexco | Hidalgo | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.2 |
| 52 | Atún | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | 4.5 | 9.2 | 13.8 | 395.8 |
| 53 | Aventurero | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 54 | Axón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 1.5 |
| 55 | Ayapa | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 22.4 |
| 56 | Ayatsil | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 10 | 604.7 | 1,044.7 | 1,360.8 | 3,792.7 |
| 57 | Ayín | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 23.5 | 39.0 | 97.1 | 218.8 | 775.4 |
| 58 | Ayocote | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 34.5 | 9.0 | 9.1 | 9.1 | 37.3 |
| 59 | Azabache | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 60 | Azor | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 0.8 | 1.4 | 3.2 |
| 61 | Azúcar | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.3 | 0.6 | 0.6 |
| 62 | Bacab | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 16 | 6.6 | 56.1 | 77.7 | 744.8 |
| 63 | Bacal | Tabasco - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 147.9 |
| 64 | Bagre | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | 5.8 | 23.4 | 23.4 | 189.4 |
| 65 | Baksha | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 9 | - | 42.6 | 42.6 | 461.9 |
| 66 | Balam | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 19 | 133.5 | 309.2 | 333.7 | 1,040.9 |
| 67 | Barajas | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 68 | Barriete | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | 0.8 | 1.1 | 2.7 |
| 69 | Barunda | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 0.8 |
| 70 | Batab | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 33 | 6.1 | 6.1 | 6.1 | 257.1 |
| 71 | Bato | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.9 |
| 72 | Batsil | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 19 | 7.3 | 27.0 | 80.0 | 346.8 |
| 73 | Bayo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 1.0 | 1.2 | 4.9 |
| 74 | Bedel | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23.7 | 17.2 | 22.9 | 26.6 | 235.9 |
| 75 | Bejuco | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 24 | - | - | - | 1.2 |
| 76 | Bellota | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | 22.0 | 22.0 | 26.3 | 538.8 |
| 77 | Bitzal | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 1.2 | 1.2 | 2.8 |
| 78 | Blanquita | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 79 | Blasillo | Tabasco - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 11.2 | 11.4 | 11.4 | 252.4 |
| 80 | Boca de Lima | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 14 | - | - | - | 2.0 |
| 81 | Boca del Toro | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.5 |
| 82 | Bocaxa | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 4.3 |
| 83 | Bolontikú | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 35 | 13.2 | 13.2 | 13.2 | 446.4 |
| 84 | Bonanza | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 3.5 |
| 85 | Brasil | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 28.2 |

| 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) |
|-----|----------------------------|-------------------------|---------------|----------------|------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 86 | Bricol | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 37.5 | 4.7 | 7.9 | 14.6 | 514.0 |
| 87 | Brillante | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | 0.7 | 0.7 | 1.2 | 34.3 |
| 88 | Buena Suerte | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 13.0 |
| 89 | Bugambilia | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 42 | - | - | - | 0.6 |
| 90 | Caan | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 37 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 784.4 |
| 91 | Caballero | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 92 | Cabellal | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | - | - | - | 0.3 |
| 93 | Cabeza | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 1.1 | 1.7 | 3.8 | 13.7 |
| 94 | Cabo Nuevo | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 15 | - | - | - | 14.6 |
| 95 | Cabo Rojo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | - | - | - | 0.2 |
| 96 | Cacahuatengo | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 42 | 1.8 | 27.6 | 74.0 | 2,121.7 |
| 97 | Cacahuatengo PR | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | - | - | - | 2.1 |
| 98 | Cacalilao | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | 12.0 | 15.2 | 17.0 | 5,293.0 |
| 99 | Cachas | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 100 | Cacho López | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 14.4 |
| 101 | Cactus | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 4.2 | 4.2 | 4.2 | 1,014.6 |
| 102 | Cadena | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 103 | Calabaza | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 2.4 | 2.7 | 2.9 | 8.4 |
| 104 | Cali | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 8.5 |
| 105 | Camaitlán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.3 |
| 106 | Camargo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 107 | Candelaria | Hidalgo | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.4 |
| 108 | Candelilla Noralta | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 3.5 |
| 109 | Cangrejo | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | - | - | - | 0.3 |
| 110 | Cantemoc | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | 2.2 | 2.2 | 7.7 |
| 111 | Cañón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 11.3 | 3.6 | 4.1 | 5.9 | 37.3 |
| 112 | Cañón Oriental | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 113 | Caparrosa-Pijije-Escuintle | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 42 | 20.3 | 20.3 | 20.3 | 1,025.8 |
| 114 | Capitán | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 115 | Caracolillo | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 29 | - | - | - | 38.1 |
| 116 | Caravana | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.7 |
| 117 | Cárdenas | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | 28.1 | 34.4 | 34.4 | 1,158.7 |
| 118 | Cardo | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | - | - | - | 24.2 |
| 119 | Cardona | Hidalgo | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.3 |
| 120 | Caristay | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 17 | - | - | - | - |
| 121 | Carmito | Chiapas | Terrestre | Gas | 39 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 83.8 |
| 122 | Caronte | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 123 | Carpa | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 73.6 |
| 124 | Carretón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 0.9 | 0.9 | 1.6 |
| 125 | Carrizo | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 15.5 | - | - | 52.9 | 304.6 |
| 126 | Casa Roja | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.6 | 1.2 | 1.2 | 3.8 |
| 127 | Castarrical | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | 5.9 | 15.8 | 15.8 | 176.6 |
| 128 | Castell | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 2.1 |
| 129 | Castillo de Teayo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 15.6 |
| 130 | Catarrín | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.7 |
| 131 | Cauchy | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 24.6 |
| 132 | Caudaloso | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.5 | 1.2 | 6.5 |
| 133 | Céfiro | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 4.8 | 23.9 | 71.8 | 135.8 |
| 134 | Cehuailaca | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 |
| 135 | Centli* | Aguas Territoriales | Aguas Someras | - | - | - | - | - | 1.5 |
| 136 | Centurión | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | - | - | - | 0.8 |
| 137 | Cerro del Carbón | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28 | 0.3 | 1.0 | 1.7 | 45.3 |
| 138 | Cerro Nanchital | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 48.0 |
| 139 | Cerro Viejo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | 1.4 | 1.6 | 1.9 | 69.4 |
| 140 | Cervelo | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 1.6 |
| 141 | Chac | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 19.5 | 5.5 | 5.5 | 10.4 | 429.2 |
| 142 | Chancarro | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 5.0 |
| 143 | Chapabil | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 10 | - | 14.3 | 143.2 | 1,066.1 |
| 144 | Chapul | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 2.6 | 3.6 | 6.9 | 11.0 |
| 145 | Ché | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Gas | 57 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 49.7 |
| 146 | Cheek | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 31 | 7.0 | 21.3 | 38.1 | 124.9 |
| 147 | Chiapas-Copanó | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Gas | 44 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 32.7 |
| 148 | Chichimantla | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | 0.1 | 0.3 | 0.6 | 11.6 |
| 149 | Chiconcoa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 17 | - | - | - | 0.7 |
| 150 | Chicontepec | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 0.3 |
| 151 | Chilapilla | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 1.1 | 1.1 | 17.0 |
| 152 | Chimolar | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.2 |
| 153 | China | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.2 | 0.2 | 2.7 |
| 154 | Chinchorro | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 18.8 | 20.2 | 20.2 | 273.3 |
| 155 | Chintul | Chiapas | Terrestre | Gas | 37 | - | 5.4 | 12.8 | 25.6 |
| 156 | Chipilin | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 72.2 |
| 157 | Chirimoyo | Chiapas | Terrestre | Gas | 52 | - | - | - | 45.5 |
| 158 | Chuc | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 30.7 | 14.0 | 14.0 | 26.6 | 1,416.3 |
| 159 | Chucua | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 76.2 |
| 160 | Chuhuk | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 39 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 120.6 |
| 161 | Chukua | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Gas | - | 7.9 | 26.9 | 26.9 | 35.7 |
| 162 | Cinco Presidentes | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 30.3 | 15.2 | 20.0 | 21.5 | 823.6 |
| 163 | Citam | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 30 | 2.3 | 2.3 | 32.9 | 97.6 |
| 164 | Clavel | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 165 | Coapa | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 166 | Coapechaca | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | 53.5 | 127.1 | 162.9 | 1,081.1 |
| 167 | Coapechaca PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.2 |
| 168 | Cobo | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 1.8 | 3.2 | 3.2 | 17.9 |
| 169 | Cobra | Tabasco | Terrestre | Gas | 42 | - | 8.0 | 8.0 | 60.1 |
| 170 | Cocuite | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 26.7 |
| 171 | Comitas | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 5.1 | 11.2 | 15.8 | 28.3 |
| 172 | Comoapa | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | 2.4 | 2.4 | 4.8 | 159.2 |
| 173 | Concepción | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 47.0 |
| 174 | Conquistador | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 4.5 |
| 175 | Copal | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | 0.2 | 0.4 | 0.7 | 7.4 |
| 176 | Cópote | Veracruz | Terrestre | Gas | 18.3 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 28.2 |
| 177 | Corcovado | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | - | - | - | 129.1 |



| 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) |
|-----|------------------|-------------------------------------|----------------|----------------|------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 178 | Corindón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 4.1 | 7.0 | 9.8 | 239 |
| 179 | Corralillo | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | 90.3 | 297.8 | 447.8 | 1,823.9 |
| 180 | Corzos* | Tamaulipas | Terrestre | - | - | - | - | - | 0.1 |
| 181 | Costero | Tabasco | Terrestre | Gas | 44 | 27.4 | 31.3 | 31.3 | 138.7 |
| 182 | Cougar | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 2.3 |
| 183 | Coyol | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | 7.7 | 103.6 | 310.7 | 4,229.1 |
| 184 | Coyotes | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 26.5 | 120.6 | 191.1 | 1,615.9 |
| 185 | Coyula | Puebla | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | 18.4 | 63.5 | 84.4 | 952.1 |
| 186 | Coyula PR | Puebla | Terrestre | Aceite y Gas | 42 | - | - | - | 0.3 |
| 187 | Cráter | Tabasco | Terrestre | Gas | 43 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 38.6 |
| 188 | Crisol | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 15 | - | - | - | - |
| 189 | Cuatajapa | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41 | - | - | - | 1.1 |
| 190 | Cuatro Milpas | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 2.0 | 2.9 | 3.3 | 10.8 |
| 191 | Cucaña | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 1.4 | 1.5 | 5.3 |
| 192 | Cuervito | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 16.8 | 26.9 | 32.3 | 69.1 |
| 193 | Cuitláhuac | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 25 | 27.8 | 41.4 | 47.7 | 92.7 |
| 194 | Culebra | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 6.0 | 6.8 | 8.7 | 84.3 |
| 195 | Cunduacán | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 38 | 12.9 | 14.4 | 14.4 | 1,483.9 |
| 196 | Cuneta | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 197 | Cupache | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 6.4 |
| 198 | Cúpula | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 1.6 | 2.0 | 6.7 | 7.6 |
| 199 | Dandi | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 200 | Divisadero | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 201 | Doctor | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 202 | Doctor Coss | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 203 | Doctus | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 39 | - | - | 180.9 | 708.2 |
| 204 | Dragón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 1.9 | 2.6 | 6.8 |
| 205 | Dulce | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 3.5 |
| 206 | Ébano Chapacao | San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | - | - | - | 2,589.6 |
| 207 | Eclipse | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.4 | 0.4 | 1.3 |
| 208 | Edén-Jolote | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41.6 | 12.8 | 21.9 | 27.7 | 591.2 |
| 209 | Ek | Aguas Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 19.5 | 76.5 | 163.2 | 163.2 | 870.4 |
| 210 | El Burro | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 75.8 |
| 211 | El Golpe | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 357.3 |
| 212 | El Plan | Tabasco-Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | - | - | - | 237.6 |
| 213 | El Tigre | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 0.3 |
| 214 | Eltreinta | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23.3 | 17.7 | 34.4 | 38.1 | 218.2 |
| 215 | Emergente | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 2.6 | 2.6 | 76.9 |
| 216 | Emú | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 4.2 |
| 217 | Enispe | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.3 |
| 218 | Enlace | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 19.8 |
| 219 | Esah | Aguas Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 29 | 13.9 | 109.3 | 109.4 | 463.4 |
| 220 | Escarbado | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 44 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 67.5 |
| 221 | Escobal | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 24 | 22.4 | 70.2 | 89.3 | 1,412.4 |
| 222 | Escorpión | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 223 | Escualo | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | - | - | - | 3.6 |
| 224 | Espejo | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.1 |
| 225 | Estanzuela | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | - | - | - | - |
| 226 | Etkal | Aguas Territoriales | Agua Someras | Gas | 53 | 23.1 | 23.1 | 23.1 | 47.6 |
| 227 | Explorador | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.4 |
| 228 | Exploratus* | Aguas Territoriales | Agua Profundas | - | 23 | - | - | - | 1,340.1 |
| 229 | Ezequiel Ordóñez | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 121.6 |
| 230 | Faraón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 231 | Fénix | Tabasco | Terrestre | Gas | 44 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 65.7 |
| 232 | Ferreiro | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 233 | Filadelfia | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 2.4 |
| 234 | Filisola | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | - | - | - | 35.7 |
| 235 | Florida | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.7 |
| 236 | Fogonero | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 21.1 |
| 237 | Forastero | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 11.8 |
| 238 | Forcado | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 4.5 |
| 239 | Fotón | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 240 | Frijolillo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 25.5 | - | - | - | 0.4 |
| 241 | Fronterizo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 2.6 | 3.7 | 4.1 | 14.1 |
| 242 | Fundador | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 3.1 | 4.3 | 5.1 | 67.4 |
| 243 | Furbero | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | 25.6 | 59.6 | 152.9 | 5,045.1 |
| 244 | Furbero PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 0.2 |
| 245 | Galia | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 2.1 |
| 246 | Gallo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 8.2 | 102.0 | 127.2 | 819.3 |
| 247 | Gallo PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 19 | - | - | - | 0.1 |
| 248 | Garufa | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 1.3 | 1.9 | 2.6 | 28 |
| 249 | Gasifero | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 14.5 | 33.3 | 36.8 | 36.8 | 127.5 |
| 250 | Gato | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.9 |
| 251 | Gaucho | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 29.3 | 0.3 | 2.4 | 3.4 | 55.2 |
| 252 | Géminis | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 17.0 |
| 253 | General | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 0.9 | 1.1 | 3.9 |
| 254 | Gigante | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.3 |
| 255 | Giraldas | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Gas | 44 | 32.5 | 32.5 | 32.5 | 455.3 |
| 256 | Comoño | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 257 | Gran Morelos | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28 | - | - | 0.2 | 38.6 |
| 258 | Grande | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 4.8 |
| 259 | Guadalupe | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 30.3 | - | - | - | 7.6 |
| 260 | Guaricho | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | 6.2 | 6.2 | 7.2 | 77.8 |
| 261 | Gubicha | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 1.7 |
| 262 | Curumal | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 263 | Gusano | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | - |
| 264 | Habano | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 2.8 |
| 265 | Hallazgo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28 | 0.3 | 0.3 | 1.0 | 176.9 |
| 266 | Hap* | Aguas Territoriales | Agua Someras | - | - | - | - | - | 7.2 |
| 267 | Hayabil | Aguas Territoriales | Agua Someras | Gas | 46 | - | - | - | 8.3 |
| 268 | Hechicera | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 269 | Hem* | Aguas Territoriales | Agua Profundas | - | - | - | - | - | 138.2 |

| 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) |
|-----|-------------------|----------------------------|----------------|----------------|------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 270 | Hidalgo | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 7.5 |
| 271 | Higuerón | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 0.2 |
| 272 | Hok | Agua Territoriales | Agua Someras | - | - | - | 31.8 | 31.8 | 231.5 |
| 273 | Hokchi | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | - | 128.7 | 187.2 | 187.6 | 444.5 |
| 274 | Homol | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 41 | 38.9 | 63.1 | 63.1 | 252.3 |
| 275 | Horcón | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 7.7 |
| 276 | Horcones | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | 10.7 | 38.9 | 159.7 | 1,295.8 |
| 277 | Hormiguero | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 1.7 | 3.2 | 3.2 | 68.3 |
| 278 | Huatempo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 |
| 279 | Huehuetepéc | Puebla | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 4.6 |
| 280 | Huerta | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 281 | Huizache | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 2.2 |
| 282 | Huizotate | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.3 |
| 283 | Humapa | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | 31.0 | 179.9 | 331.6 | 4,753.6 |
| 284 | Ichalkil | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | - | - | - | - | 698.5 |
| 285 | Ignacio Allende | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | 0.2 |
| 286 | Indígena | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 287 | Integral | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 3.4 |
| 288 | Irena | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 289 | Íride | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 17.5 | 38.3 | 50.1 | 52.3 | 1,381.3 |
| 290 | Iris | Tabasco | Terrestre | Gas | 45 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 26.8 |
| 291 | Isiw* | Agua Territoriales | - | - | - | - | - | - | 4.3 |
| 292 | Isla de Lobos | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 41 | - | - | - | 37.0 |
| 293 | Itla | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 37 | - | - | 12.0 | 61.6 |
| 294 | Ixachi | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | - | 364.6 | 917.6 | 1,313.9 | 990.4 |
| 295 | Ixhuatlán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | 23.9 |
| 296 | Ixhuatlán Oriente | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | 60.8 |
| 297 | Ixtal | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 24.5 | 32.4 | 41.7 | 41.7 | 798.0 |
| 298 | Ixtoc | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 31 | 14.7 | 14.7 | 14.7 | 191.2 |
| 299 | Jaatsul | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 39 | 18.7 | 28.9 | 32.2 | 133.4 |
| 300 | Jabonera | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | - | - | - | 0.7 |
| 301 | Jacinto | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 40.8 | 11.2 | 14.4 | 28.4 | 273.8 |
| 302 | Jade | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 303 | Jaf | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.7 |
| 304 | Jamaya | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28 | - | - | - | 0.3 |
| 305 | Jaraguay | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | 1.6 | 4.6 |
| 306 | Jaribú | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 307 | Jaujal | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 64.8 |
| 308 | Jazmín | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.3 |
| 309 | Jiliapa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 0.8 | 2.6 | 3.5 | 100.4 |
| 310 | Jimbal | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | 0.1 | 0.1 | 0.2 |
| 311 | José Colomo | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 1.0 | 3.1 | 3.1 | 88.2 |
| 312 | Juan Felipe | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | 0.8 | 1.1 | 1.4 | 37.6 |
| 313 | Jujo-Tecominoacán | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 38 | 172.7 | 172.7 | 172.7 | 3,069.5 |
| 314 | Jurel | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 561.5 |
| 315 | Juspi | Chiapas | Terrestre | Gas | 42 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 48.7 |
| 316 | Kab | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 36.5 | 12.5 | 14.3 | 14.3 | 633.7 |
| 317 | Kabuki | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 6.6 |
| 318 | Kach | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 13 | - | 64.8 | 93.3 | 601.6 |
| 319 | Kali* | Tabasco | Terrestre | - | 41 | - | - | - | 177.1 |
| 320 | Kambesah | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 29 | 31.0 | 31.0 | 31.0 | 215.9 |
| 321 | Kamelot | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 5.0 |
| 322 | Kanaab | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 36.5 | 7.1 | 7.1 | 10.9 | 77.0 |
| 323 | Kastelán | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 11 | - | - | 40.1 | 630.3 |
| 324 | Kax | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 38 | 22.3 | 22.3 | 22.3 | 160.9 |
| 325 | Kay | Agua Territoriales | Agua Someras | Gas | 43 | - | - | 2.1 | 5.1 |
| 326 | Kayab | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 8 | 174.9 | 225.6 | 889.4 | 7,116.6 |
| 327 | Kibo | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 2.0 |
| 328 | Kix | Agua Territoriales | Agua Someras | Gas | 40 | - | 15.3 | 74.0 | 184.2 |
| 329 | Kodiak | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 330 | Kopó* | Agua Territoriales | Agua Someras | - | - | - | - | - | 2.7 |
| 331 | Kosni | Agua Territoriales | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 48.7 |
| 332 | Kriptón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.9 | 1.0 | 1.1 | 9.7 |
| 333 | Ku | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 20.7 | 190.6 | 317.3 | 408.3 | 3,438.6 |
| 334 | Kuil | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 37 | 16.5 | 16.5 | 16.5 | 336.3 |
| 335 | Kunah* | Agua Territoriales | Agua Profundas | Gas | - | - | - | - | 569.2 |
| 336 | Kutz | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 22 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 302.7 |
| 337 | La Central | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 29.5 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 9.3 |
| 338 | La Venta | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 172.1 |
| 339 | Lacamango | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 1.2 | 2.3 | 2.6 | 93.9 |
| 340 | Lacantún | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | - | - | - | 15.9 |
| 341 | Lagarto | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 14 | - | - | - | 0.4 |
| 342 | Laguna Alegre | Campeche | Terrestre | Gas | - | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 4.3 |
| 343 | Laguna Nueva | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 0.2 |
| 344 | Lajitas | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 345 | Lakach | Agua Territoriales | Agua Profundas | Gas | - | 63.5 | 164.7 | 164.7 | 262.2 |
| 346 | Lalail* | Agua Territoriales | Agua Profundas | Gas | - | - | - | - | 236.3 |
| 347 | Lampazos | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 4.5 |
| 348 | Lankahuasa | Agua Territoriales | Terrestre | Gas | - | 5.8 | 5.8 | 19.7 | 71.8 |
| 349 | Leek* | Agua Territoriales | Agua Profundas | Gas | - | - | - | - | 31.2 |
| 350 | Lerma | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 351 | Limón | San Luis Potosí - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | - | - | - | 183.8 |
| 352 | Limonaria | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 29 | - | - | - | 1.1 |
| 353 | Lizamba | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 33.0 |
| 354 | Llanura | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 355 | Llorón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 356 | Lobina | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | - | - | - | 12.4 |
| 357 | Lobo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 358 | Lomitas | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 25 | 1.0 | 1.3 | 1.5 | 12.7 |
| 359 | Los Soldados | Tabasco - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 122.8 |
| 360 | Lum | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 24 | 19.6 | 43.7 | 96.1 | 706.9 |
| 361 | Luna-Palapa | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 43.3 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 209.2 |
| 362 | Macuile | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 |

| No. | Campo | Entidad Federativa | Clasificación | Tipo de fluido | *API | Reserva Remanente 1P (MMbpcpe) | Reserva Remanente 2P (MMbpcpe) | Reserva Remanente 3P (MMbpcpe) | Volumen Original Remanente (MMbpcpe) |
|-----|--------------------------|--------------------|----------------|----------------|------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| 363 | Macuspana | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.0 |
| 364 | Madera | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 5.0 |
| 365 | Maderáceo | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.8 |
| 366 | Madrefil | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | 17.9 | 20.2 | 41.7 | 348.2 |
| 367 | Maestros | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 368 | Magallanes-Tucán-Pajonal | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | 6.9 | 21.6 | 32.3 | 916.1 |
| 369 | Makech | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 18 | - | 13.6 | 29.6 | 146.5 |
| 370 | Maloob | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 13.7 | 1,116.3 | 1,117.8 | 1,284.6 | 6,282.3 |
| 371 | Malta | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 372 | Mandarín | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 4.7 |
| 373 | Manea | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 43 | - | - | - | 7.3 |
| 374 | Mangar | Campeche - Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | 1.1 | 1.6 | 2.7 |
| 375 | Manik | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 26.5 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 90.8 |
| 376 | Marabú | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 377 | Marqués | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | - | - | - | 0.0 |
| 378 | Marsopa | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 5.8 | 10.2 | 10.2 | 55.3 |
| 379 | Master | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 1.5 | 1.5 | 2.7 | 10.3 |
| 380 | Mata Pionche | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 13.7 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 177.5 |
| 381 | Matamoros | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 382 | Maximino | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | - | - | 183.2 | 1,019.3 |
| 383 | May | Agua Territoriales | Agua Someras | Gas | 45 | 19.5 | 19.5 | 19.5 | 381.9 |
| 384 | Mecatepec Norte | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 24 | - | - | - | 0.4 |
| 385 | Mecayucan | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 15.3 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 87.7 |
| 386 | Mecoacán | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 25 | - | - | - | 96.2 |
| 387 | Mejillón | Agua Territoriales | Terrestre | Gas | 40 | - | - | - | 77.1 |
| 388 | Men | Agua Territoriales | Agua Someras | Gas | - | - | 20.2 | 36.0 | 53.4 |
| 389 | Mene | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 8 | - | 25.4 | 25.4 | 211.7 |
| 390 | Merced | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 16.9 |
| 391 | Mesa Cerrada | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | 0.1 | 0.3 | 0.7 | 25.7 |
| 392 | Mesa Chica | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 1.3 |
| 393 | Miauapán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 3.7 | 40.9 | 117.9 | 1,205.2 |
| 394 | Mier | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 395 | Minero | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.7 |
| 396 | Miquetla | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 3.0 | 68.0 | 112.4 | 2,039.2 |
| 397 | Miquetla PR | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 25 | - | - | - | 114.9 |
| 398 | Mirador | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.2 |
| 399 | Miralejos | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 15 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 20.7 |
| 400 | Misión | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 13.5 | - | - | - | 47.3 |
| 401 | Misión | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 41 | 11.9 | 26.2 | 36.1 | 147.4 |
| 402 | Mixtán | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 4.2 |
| 403 | Miztón | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | - | 83.3 | 207.5 | 209.7 | 580.0 |
| 404 | Mojarreñas | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 1.8 | 3.3 | 5.1 | 19.4 |
| 405 | Monclova | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 21.7 |
| 406 | Monterrey | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 13.5 | 0.7 | 0.9 | 1.2 | 42.9 |
| 407 | Mora | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 38 | 15.5 | 19.8 | 19.8 | 331.2 |
| 408 | Moral | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 409 | Morales | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 410 | Moralillo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | 0.4 | 0.8 | 1.1 | 49.3 |
| 411 | Morsa | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | - | 22.8 |
| 412 | Mozutla | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 26.4 |
| 413 | Murex | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 3.9 | 5.9 | 7.3 | 12.9 |
| 414 | Muro | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 17 | 0.2 | 0.6 | 0.6 | 52.5 |
| 415 | Muspac | Chiapas | Terrestre | Gas | 52 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 323.3 |
| 416 | Nab | Agua Territoriales | Agua Profundas | Aceite y Gas | 8 | - | - | 31.4 | 414.6 |
| 417 | Nak | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 42 | 6.0 | 38.3 | 68.2 | 252.0 |
| 418 | Namaca | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 24 | - | - | - | 13.9 |
| 419 | Narváz | Campeche - Tabasco | Terrestre | Gas | - | 1.9 | 1.9 | 1.9 | 20.9 |
| 420 | Nat* | Agua Territoriales | Agua Profundas | Gas | - | - | - | - | 327.2 |
| 421 | Navegante* | Tabasco | Terrestre | Gas | 47 | - | - | - | 416.5 |
| 422 | Náyade | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | - | - | - | 93.7 |
| 423 | Nazareth | Chiapas | Terrestre | Gas | 57 | - | - | - | 60.7 |
| 424 | Nejo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 14 | 15.8 | 40.0 | 44.2 | 120.3 |
| 425 | Nelash | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41.5 | 4.2 | 5.3 | 6.5 | 118.7 |
| 426 | Nen* | Agua Territoriales | Agua Profundas | Gas | - | - | - | - | 416.5 |
| 427 | Nicapa | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 39 | - | - | - | 0.8 |
| 428 | Nilo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 429 | Níspero | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | 5.4 | 10.0 | 10.0 | 369.6 |
| 430 | Nobilis | Agua Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 42 | - | - | 331.0 | 1,146.0 |
| 431 | Nohoch | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 19.5 | 9.2 | 9.2 | 9.2 | 1,462.4 |
| 432 | Nopaltepec | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 32.1 |
| 433 | Novillero | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 2.7 |
| 434 | Noxal* | Agua Territoriales | Agua Profundas | - | - | - | - | - | 116.7 |
| 435 | Nueva Colonia | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | - | - | - | 0.3 |
| 436 | Nuevo Progreso | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 24 | 0.2 | 0.3 | 0.3 | 38.2 |
| 437 | Nuevo Teapa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 3.1 |
| 438 | Nuevos Lirios | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 3.0 |
| 439 | Numan | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 8 | - | - | - | 261.9 |
| 440 | Numerador | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 441 | Nuncio | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 22.6 | 74.6 |
| 442 | Oasis | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.3 | 0.7 | 5.9 |
| 443 | Obertura | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.6 |
| 444 | Obsidiana | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 445 | Och | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 38 | 9.3 | 9.3 | 36.8 | 338.2 |
| 446 | Ocotepc | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | 0.3 | 1.0 | 1.5 | 68.7 |
| 447 | Octli | Agua Territoriales | Agua Someras | - | - | - | 35.6 | 41.9 | 158.6 |
| 448 | Ogarrio | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 38 | 40.7 | 72.0 | 100.8 | 933.8 |
| 449 | Ojillal | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | 0.5 | 0.5 | 0.8 |
| 450 | Omega | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 451 | Onel | Agua Territoriales | Agua Someras | Aceite y Gas | 24 | 119.3 | 156.6 | 156.6 | 969.1 |
| 452 | Ópalo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 453 | Óporto | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 |
| 454 | Óregano | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 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) |
|-----|----------------------------|-------------------------|-----------------|----------------|------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 455 | Orozco | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.9 | 1.8 | 6.0 |
| 456 | Otates | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | 2.0 | 3.1 | 3.4 | 251.0 |
| 457 | Otoño | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.6 |
| 458 | Oveja | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 2.5 |
| 459 | Oxiacaque | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 29 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 1,196.7 |
| 460 | Paché | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 40 | 2.5 | 4.8 | 4.8 | 107.2 |
| 461 | Pacífico | Puebla | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | 0.4 |
| 462 | Paje | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 3.1 |
| 463 | Palangre | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 35.3 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 86.6 |
| 464 | Paleoarcos | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.6 | 0.8 | 1.1 | 11.5 |
| 465 | Palma Sola | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 29.3 | - | - | - | 4.1 |
| 466 | Pálmara | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 5.8 |
| 467 | Palmito | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 5.0 | 6.5 | 9.8 | 36.2 |
| 468 | Palmitota Oriente | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | - | - | - | 0.7 |
| 469 | Palo Blanco | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 10.3 | 122.5 | 163.1 | 2,879.0 |
| 470 | Palo Blanco PR | Tamaulipas - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 1.6 |
| 471 | Pamorana | Nuevo León | Terrestre | Gas | 13.5 | 2.9 | 4.5 | 7.2 | 17.2 |
| 472 | Pamorana Norte | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 473 | Panal | Tabasco - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | - | - | 1.0 | 8.7 |
| 474 | Pandura | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 1.5 | 2.5 | 3.0 | 23.0 |
| 475 | Pánuco | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | 10.2 | 13.0 | 17.2 | 7,648.2 |
| 476 | Papán | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 11.3 |
| 477 | Papantla | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 63.1 |
| 478 | Paredón | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 39 | 15.3 | 24.6 | 32.4 | 751.0 |
| 479 | Pareto | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 43 | 7.1 | 7.1 | 13.4 | 367.1 |
| 480 | Pascualito | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 5.3 |
| 481 | Pastoría | Hidalgo - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | 16.8 | 186.6 | 3,357.5 |
| 482 | Patliche | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 1.2 | 1.4 | 8.9 |
| 483 | Patricio | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 484 | Pezero | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | - | - | - | 0.5 |
| 485 | Percutor | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.1 |
| 486 | Perdiz | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20.3 | 1.7 | 4.1 | 4.1 | 221.0 |
| 487 | Pesero | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.4 | 0.4 | 4.1 |
| 488 | Petrolero | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 489 | Piamonte | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 490 | Piedra de Cal | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | 3.3 |
| 491 | Piedras | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 492 | Pigua | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | - | - | - | 1.7 |
| 493 | Pikilis* | Aguas Territoriales | Aguas Profundas | Gas | - | - | - | - | 210.5 |
| 494 | Pingüino | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 495 | Pinole | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 15 | - | - | - | 0.2 |
| 496 | Pinta | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 5.9 |
| 497 | Pirámide | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 17 | - | - | - | 1.2 |
| 498 | Pirata | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 499 | Pirineo | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 3.5 |
| 500 | Pit | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 10 | 151.1 | 313.1 | 461.3 | 2,913.5 |
| 501 | Pita | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 502 | Pitahaya | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 17 | - | - | - | 0.1 |
| 503 | Pital y Mozutla | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 3.4 |
| 504 | Placetas | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 3.7 |
| 505 | Plan de Ayala | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 0.8 |
| 506 | Plan de Oro | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | - | - | - | 2.4 |
| 507 | Planos | Puebla | Terrestre | Aceite y Gas | 39 | - | - | - | 1.6 |
| 508 | Platanal | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | 6.9 | 8.0 | 8.0 | 109.7 |
| 509 | Platinado | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 1.5 |
| 510 | Playuela | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 9.0 |
| 511 | Pobladores | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.2 |
| 512 | Poclti* | Aguas Territoriales | Aguas Someras | - | - | - | - | - | 18.4 |
| 513 | Pohp | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 8 | - | - | 100.0 | 1,316.6 |
| 514 | Pokche | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 42 | 56.9 | 10.2 | 186.3 | 524.3 |
| 515 | Pokoch* | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | - | 30.0 | 45.8 | 45.8 | 157.1 |
| 516 | Pol | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 31 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1,607.0 |
| 517 | Polvareda | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 2.9 |
| 518 | Pomela | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 519 | Potrero del Llano Horcones | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 19 | 1.2 | 1.2 | 1.8 | 311.1 |
| 520 | Poza Rica | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28.5 | 41.0 | 81.2 | 136.3 | 3,949.3 |
| 521 | Presa | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 3.0 |
| 522 | Presidente Alemán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 41.0 | 306.9 | 444.5 | 3,362.5 |
| 523 | Presidente Alemán PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 24.4 |
| 524 | Presita | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | 0.9 | 2.5 |
| 525 | Primo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | 0.1 | 0.2 |
| 526 | Puente | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 38 | - | - | - | 5.4 |
| 527 | Puerto Ceiba | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 22.3 | 34.6 | 35.7 | 35.7 | 1,250.5 |
| 528 | Quintal | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.3 |
| 529 | Quitín | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 3.7 |
| 530 | Rabasa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 24 | 24.7 | 27.3 | 27.9 | 160.8 |
| 531 | Rabel | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 6.0 |
| 532 | Rabón Grande | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 13.6 |
| 533 | Rafael | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 534 | Ramírez | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.3 |
| 535 | Rancho Nuevo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 28.5 | 1.6 | 6.1 | 6.1 | 40.6 |
| 536 | Rasha | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.5 | 0.5 | 8.4 |
| 537 | Remolino | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | 30.8 | 243.4 | 540.6 | 2,054.5 |
| 538 | Remolino PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 0.3 | 0.3 | 2.1 | 149.5 |
| 539 | Remudadero | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 14 | - | - | - | 0.3 |
| 540 | René | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 541 | Reno | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.5 | 0.5 | 1.5 |
| 542 | Reynosa | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 13.5 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 186.7 |
| 543 | Riachuelo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 4.4 |
| 544 | Ribereño | Campeche | Terrestre | Gas | 49 | 18.3 | 32.2 | 40.8 | 62.9 |
| 545 | Rincón Pacheco | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 2.7 |

| 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) |
|-----|-------------------------------|-------------------------|-----------------|----------------|------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 546 | Rio Nuevo | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 29.8 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 236.9 |
| 547 | Robulus | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | 0.2 | 1.8 | 3.9 |
| 548 | Rodador | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 8.7 | 12.9 | 13.7 | 137.6 |
| 549 | Romarik | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.3 |
| 550 | Rosal | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.8 |
| 551 | Rosenblú | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 552 | Rotalia | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | 0.8 | 0.8 | 2.3 |
| 553 | Sábana Grande | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 29 | - | 0.2 | 105.6 | 2,013.1 |
| 554 | Sabancuy | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 21 | - | - | - | 5.2 |
| 555 | Salinas Barco Caracol | Tamaulipas - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | 0.5 | 0.7 | 1.2 | 73.1 |
| 556 | Salitrillo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 557 | Samaria | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 17.2 | 87.0 | 107.1 | 119.6 | 3,564.6 |
| 558 | San Alfonso | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 3.6 |
| 559 | San Andrés | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27.9 | 4.4 | 6.3 | 22.6 | 1,299.6 |
| 560 | San Chiconcillo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 11 | 0.2 | 0.4 | 1.2 | 48.6 |
| 561 | San Nicolás | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.3 |
| 562 | San Pablo | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 3.4 |
| 563 | San Pedro | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 564 | San Ramón | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 10.3 | 10.6 | 10.6 | 339.1 |
| 565 | San Román | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 566 | San Vicente | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 567 | Santa Águeda | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 16 | 4.2 | 4.2 | 4.2 | 284.6 |
| 568 | Santa Ana | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 0.4 | 0.8 | 0.8 | 130.1 |
| 569 | Santa Anita | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 1.1 | 1.5 | 1.5 | 68.9 |
| 570 | Santa Fe | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 571 | Santa Lucía | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 19 | - | - | - | 14.2 |
| 572 | Santa Rosa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | - | - | - | 5.3 |
| 573 | Santa Rosalia | Nuevo León - Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 4.6 | 5.5 | 7.1 | 25.9 |
| 574 | Santander | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | 0.2 | 0.2 | 1.2 |
| 575 | Santiago | Puebla | Terrestre | Aceite y Gas | 24.7 | - | - | - | 8.6 |
| 576 | Santuario | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 637.0 |
| 577 | Saramako | Tabasco | Terrestre | Gas | 48 | - | - | - | 11.9 |
| 578 | Sarlat | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | 0.1 | 5.0 |
| 579 | Sen | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 42 | 18.9 | 18.9 | 18.9 | 1,472.4 |
| 580 | Shishito | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 35 | 1.2 | 1.6 | 2.3 | 60.2 |
| 581 | Siamés | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 1.4 |
| 582 | Sierrita | Nuevo León | Terrestre | Gas | 31 | - | - | - | 0.4 |
| 583 | Sigma | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.5 | 0.7 | 1.5 | 7.0 |
| 584 | Sihil | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 23.3 | 42.9 | 73.1 | 85.3 | 1,561.4 |
| 585 | Silozúchil | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 37 | - | - | - | 0.4 |
| 586 | Simbad | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 |
| 587 | Sinán | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 31.5 | 5.7 | 5.7 | 53.6 | 1,006.1 |
| 588 | Sini | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41 | 12.7 | 17.3 | 17.3 | 73.3 |
| 589 | Sitio | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 39 | 0.2 | 13.5 | 97.3 | 2,425.1 |
| 590 | Sitio grande | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 1,036.6 |
| 591 | Socavón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 |
| 592 | Soledad | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | 22.7 | 92.2 | 106.2 | 1,000.4 |
| 593 | Soledad Norte | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | 11.3 | 12.4 | 12.4 | 306.1 |
| 594 | Soledad PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 30.2 |
| 595 | Solis Tierra Amarilla | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 78.3 |
| 596 | Sotol | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | - | - | - | 1.0 |
| 597 | Sultán | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 0.9 | 1.9 | 11.2 |
| 598 | Sunuapa | Chiapas | Terrestre | Aceite y Gas | 35.9 | 15.0 | 17.1 | 18.4 | 575.1 |
| 599 | Supremus* | Aguas Territoriales | Aguas Profundas | Gas | 27 | - | - | - | 198.9 |
| 600 | Sur Chinampa Norte de Amatlán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | 2.9 | 3.6 | 4.1 | 562.9 |
| 601 | Sur de Amatlán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 19 | 1.3 | 1.4 | 1.8 | 361.6 |
| 602 | Surco | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 |
| 603 | Suuk | Aguas Territoriales | Aguas Someras | - | - | 35.1 | 60.9 | 227.3 | 944.6 |
| 604 | Tabascoob | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Gas | - | - | - | 27.1 | 38.6 |
| 605 | Tacuilolapa | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | - | - | - | 20.0 |
| 606 | Tajin | Puebla - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | 81.0 | 230.2 | 312.9 | 2,009.6 |
| 607 | Tajin PR | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 34 | - | - | - | 0.8 |
| 608 | Takin | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 16 | 15.2 | 15.2 | 15.2 | 78.9 |
| 609 | Talismán | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 610 | Talud | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 1.2 |
| 611 | Tamaulipas Constituciones | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 17.3 | 51.8 | 83.1 | 109.3 | 2,532.9 |
| 612 | Tametute | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 32 | - | - | - | 0.3 |
| 613 | Tamiahua | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | - | - | - | 8.1 |
| 614 | Tampamolón | San Luis Potosí | Terrestre | Gas | - | - | - | - | - |
| 615 | Tangram | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 3.5 | 17.3 | 51.9 | 240.0 |
| 616 | Tapijulapa | Tabasco | Terrestre | Gas | 38 | - | - | - | 2.2 |
| 617 | Taratunich | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 30.5 | 6.3 | 16.7 | 16.7 | 861.6 |
| 618 | Teca | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 34 | - | 48.0 | 165.5 | 886.9 |
| 619 | Tecoalli | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | - | 5.4 | 18.1 | 26.7 | 63.2 |
| 620 | Tecoco | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 621 | Tecuma | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 622 | Teekit | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 25 | - | 12.2 | 12.2 | 65.5 |
| 623 | Teekit Profundo | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | - | - | 14.0 | 14.0 | 180.8 |
| 624 | Tejada | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 24.2 |
| 625 | Tekel | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 10 | 59.7 | 201.7 | 259.6 | 755.8 |
| 626 | Temapache | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 16.5 |
| 627 | Tenexcuila | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 29 | 0.3 | 6.1 | 48.0 | 1,150.0 |
| 628 | Teotleco | Chiapas - Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 46.4 | 46.3 | 94.2 | 94.2 | 498.9 |
| 629 | Tepetate Chinampa | Norte Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 23 | 0.9 | 1.5 | 3.3 | 432.8 |
| 630 | Tepetitán | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 8.9 |
| 631 | Tepeyil | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 40.7 | - | - | 5.3 | 193.1 |
| 632 | Tepozán | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.2 |
| 633 | Tequis | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 634 | Terra | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41 | 25.2 | 25.2 | 25.2 | 274.6 |

| 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) |
|-----|-------------------------------|---------------------|-----------------|----------------|------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 635 | Terregal | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 2.3 |
| 636 | Tetl | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 36 | 8.6 | 11.9 | 31.0 | 199.4 |
| 637 | TheI* | Aguas Territoriales | Aguas Someras | - | - | - | - | - | 2.7 |
| 638 | Tiburón | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 66.9 |
| 639 | Tierra Blanca Chapopote NÚñez | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | 1.3 | 1.3 | 4.7 | 274.6 |
| 640 | Tierra Colorada | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | - | - | - | - |
| 641 | Tigrillo | Nuevo León | Terrestre | Gas | 18.3 | 0.5 | 0.5 | 0.9 | 11.6 |
| 642 | Tigris | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.3 |
| 643 | Tihuatlán | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 19 | - | - | - | 3.3 |
| 644 | Tijerina | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 645 | Tilapia | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 30 | - | - | - | 38.0 |
| 646 | Tilingo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 3.3 |
| 647 | Tinta | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 1.5 |
| 648 | Tintal | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 22 | 7.8 | 13.6 | 15.8 | 130.6 |
| 649 | Tintorera | Aguas Territoriales | Terrestre | Aceite y Gas | 33 | - | - | - | 0.7 |
| 650 | Tiumut | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 41.5 | 1.3 | 2.3 | 5.3 | 81.0 |
| 651 | Tizón | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 47.7 | 26.0 | 36.6 | 36.6 | 209.4 |
| 652 | Tlacame | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 21 | - | 35.7 | 66.6 | 330.3 |
| 653 | Tlacolula | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | 0.3 | 13.7 | 129.9 | 2,705.6 |
| 654 | Tokal | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 36 | 5.1 | 6.6 | 8.8 | 62.2 |
| 655 | Toloc | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 21 | - | 11.6 | 11.6 | 70.7 |
| 656 | Tonalá | Tabasco - Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 99.9 |
| 657 | Topila | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 12 | 0.2 | 0.5 | 0.5 | 591.3 |
| 658 | Topo | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 3.0 | 3.3 | 3.6 | 14.8 |
| 659 | Tordo | Tamaulipas | Terrestre | Aceite y Gas | 18 | - | - | - | 0.2 |
| 660 | Torreallas | Tamaulipas | Terrestre | Gas | 29.5 | 2.6 | 3.5 | 4.4 | 27.2 |
| 661 | Toteco Cerro Azul | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 19 | 3.2 | 3.3 | 3.7 | 977.8 |
| 662 | Totonaca | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.4 |
| 663 | Trapiche | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 7.6 |
| 664 | Tres Hermanos | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 27 | 5.1 | 6.5 | 6.5 | 373.2 |
| 665 | Tres Higueras | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 26 | - | - | - | 2.6 |
| 666 | Trilobite | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| 667 | Trión* | Aguas Territoriales | Aguas Profundas | Aceite y Gas | 27 | - | - | - | 1,248.1 |
| 668 | Troje | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.0 |
| 669 | Trompo | Campeche | Terrestre | Gas | - | - | - | 1.6 | 4.5 |
| 670 | Troncón | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 4.1 |
| 671 | Tsimin | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 42 | 35.1 | 35.1 | 35.1 | 302.6 |
| 672 | Tson | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 8 | - | 23.5 | 76.0 | 1,137.3 |
| 673 | Tumut | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 35 | - | - | 21.8 | 150.0 |
| 674 | Tupilco | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 31.7 | 21.5 | 22.1 | 22.1 | 210.3 |
| 675 | Uchak* | Aguas Territoriales | Aguas Someras | - | - | - | - | - | 6.2 |
| 676 | Uchbal | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 22 | 13.3 | 28.3 | 46.3 | 142.9 |
| 677 | Uech | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 34.5 | 6.1 | 6.1 | 6.1 | 186.8 |
| 678 | Usumacinta | Tabasco | Terrestre | Gas | - | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 42.9 |
| 679 | Után | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Gas | - | 2.7 | 3.1 | 11.1 | 16.5 |
| 680 | Utsil | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 9 | 42.0 | 145.5 | 225.3 | 856.3 |
| 681 | Vacas | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.5 | 1.6 | 2.6 |
| 682 | Vagabundo | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| 683 | Valadeces | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 2.1 |
| 684 | Valeriana | Tabasco | Terrestre | - | - | 20.2 | 37.5 | 210.5 | 376.0 |
| 685 | Valioso | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.9 |
| 686 | Vara Alta | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 13 | - | 0.2 | 0.2 | 2.1 |
| 687 | Veinte | Veracruz | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.7 |
| 688 | Velero | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | 5.3 | 7.5 | 8.1 | 37.8 |
| 689 | Verano | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| 690 | Viboritas | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.8 | 1.5 | 2.0 | 15.1 |
| 691 | Viernes | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.6 |
| 692 | Vigía | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 1.0 |
| 693 | Vigilante | Tamaulipas | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.8 |
| 694 | Vistoso | Veracruz | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.7 | 5.0 |
| 695 | Wayil | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 44 | 11.6 | 13.5 | 19.4 | 100.1 |
| 696 | Winak* | Aguas Territoriales | Aguas Someras | - | - | - | - | - | 3.0 |
| 697 | Xanab | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 33 | 9.7 | 41.1 | 73.5 | 1,282.4 |
| 698 | Xaxamani | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 25 | - | - | - | 85.4 |
| 699 | Xicalango | Campeche | Terrestre | Gas | - | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 5.3 |
| 700 | Xicope | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Gas | - | - | - | - | 10.8 |
| 701 | Xikin | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 39 | 143.9 | 230.1 | 230.1 | 654.6 |
| 702 | Xocotla | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 16 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.6 |
| 703 | Xulum | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 16 | - | 17.8 | 97.6 | 648.7 |
| 704 | Xux | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 39.5 | 56.7 | 90.3 | 147.0 | 571.6 |
| 705 | Yagual | Tabasco | Terrestre | Aceite y Gas | 33.7 | 4.0 | 4.6 | 4.6 | 180.9 |
| 706 | Yaxché | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 35.7 | 18.4 | 61.1 | 132.3 | 949.5 |
| 707 | Yetic | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 27 | - | - | 1.6 | 10.5 |
| 708 | Yum | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 44.5 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 96.7 |
| 709 | Zaap | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 19.7 | 551.1 | 558.8 | 581.7 | 4,136.7 |
| 710 | Zacamixtle | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 20 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 47.5 |
| 711 | Zacate | Nuevo León | Terrestre | Gas | - | 1.0 | 2.2 | 2.2 | 14.5 |
| 712 | Zapotillo | Veracruz | Terrestre | Aceite y Gas | 31 | - | - | - | 5.0 |
| 713 | Zaragoza | Tabasco | Terrestre | Gas | - | - | - | 0.5 | 1.1 |
| 714 | Zazil-Ha | Aguas Territoriales | Aguas Someras | Aceite y Gas | 9 | - | - | 18.9 | 269.7 |
| 715 | Zorro | Coahuila | Terrestre | Gas | - | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 |
| 716 | Zuloaga | Coahuila | Terrestre | Gas | - | - | - | - | 0.1 |
| - | RO1L03 | | Terrestre | | - | 8.0 | 33.8 | 45.5 | 2,516.0 |
| - | RO2L02 | | Terrestre | | - | 4.1 | 10.6 | 12.2 | 147.9 |
| - | RO2L03 | | Terrestre | | - | 0.4 | 1.6 | 5.3 | 439.2 |
| - | RO3L01 | | Aguas Someras | | - | - | 7.8 | 22.9 | - |

ANEXO 2. Áreas del Plan Quinquenal

| Clasificación | Sector | Bloque | Volumen Remanente (MMbpce) | Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce) | Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|--------------------------|-----------------------|----------|----------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| Exploración y Extracción | | | 14,298.4 | 9,287.0 | 30,903.2 | 213,604.8 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-01 | 0.0 | 58.1 | 0.0 | 890.0 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-02 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,008.4 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-03 | 0.0 | 113.2 | 0.0 | 1,098.6 |
| 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-24 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,503.1 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-28 | 0.0 | 52.4 | 0.0 | 1,102.9 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-32 | 0.0 | 51.2 | 0.0 | 1,251.9 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-33 | 0.0 | 87.7 | 0.0 | 1,419.8 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-35 | 0.0 | 46.0 | 0.0 | 953.2 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-36 | 0.0 | 61.8 | 0.0 | 947.9 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-37 | 0.0 | 73.6 | 0.0 | 701.6 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-38 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 804.9 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-39 | 0.0 | 14.9 | 0.0 | 930.8 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-42 | 0.0 | 91.9 | 0.0 | 826.5 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-43 | 0.0 | 46.6 | 0.0 | 784.0 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-44 | 0.0 | 45.7 | 0.0 | 846.5 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-45 | 0.0 | 58.5 | 0.0 | 906.1 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-46 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,008.7 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-47 | 0.0 | 60.9 | 0.0 | 1,017.1 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-48 | 0.0 | 74.8 | 0.0 | 1,121.6 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-49 | 0.0 | 61.2 | 0.0 | 922.6 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-23 | 0.0 | 102.2 | 0.0 | 1,085.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-24 | 0.0 | 79.3 | 0.0 | 916.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-31 | 0.0 | 117.9 | 0.0 | 800.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-32 | 0.0 | 61.4 | 0.0 | 1,032.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-38 | 0.0 | 94.7 | 0.0 | 989.8 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-39 | 0.0 | 42.5 | 0.0 | 804.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-40 | 0.0 | 87.8 | 0.0 | 1,051.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-41 | 0.0 | 85.9 | 0.0 | 774.4 |
| 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 | 1,021.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-45 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,026.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-47 | 0.0 | 59.1 | 0.0 | 901.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-48 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 859.4 |
| 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 | 1,039.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-54 | 0.0 | 62.9 | 0.0 | 968.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-55 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,028.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-57 | 0.0 | 26.5 | 0.0 | 949.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-58 | 0.0 | 68.6 | 0.0 | 1,002.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-59 | 0.0 | 124.8 | 0.0 | 1,149.0 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-62 | 0.0 | 83.3 | 0.0 | 921.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-63 | 0.0 | 73.2 | 0.0 | 994.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-64 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 671.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-65 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,041.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-66 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,053.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-67 | 0.0 | 58.3 | 0.0 | 917.8 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-68 | 0.0 | 37.5 | 0.0 | 891.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-69 | 0.0 | 31.6 | 0.0 | 887.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-70 | 0.0 | 36.2 | 0.0 | 853.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-71 | 0.0 | 27.7 | 0.0 | 918.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-72 | 0.0 | 74.6 | 0.0 | 1,096.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-73 | 0.0 | 48.1 | 0.0 | 783.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-74 | 0.0 | 132.1 | 0.0 | 907.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-75 | 0.0 | 32.9 | 0.0 | 967.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-76 | 0.0 | 24.4 | 0.0 | 1,085.9 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-77 | 0.0 | 33.1 | 0.0 | 814.8 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-78 | 0.0 | 70.2 | 0.0 | 875.8 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-79 | 0.0 | 141.0 | 0.0 | 1,214.3 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-80 | 0.0 | 62.7 | 0.0 | 1,148.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-81 | 0.0 | 26.2 | 0.0 | 884.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-82 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 846.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-83 | 0.0 | 64.5 | 0.0 | 921.4 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-05 | 0.0 | 170.0 | 0.0 | 951.9 |

| Clasificación | Sector | Bloque | Volumen Remanente (MMbpce) | Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce) | Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|------------------------------|---------------|----------|----------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-06 | 0.0 | 80.8 | 0.0 | 970.3 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-09 | 0.0 | 140.7 | 0.0 | 985.3 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-10 | 0.0 | 38.5 | 0.0 | 908.8 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-11 | 0.0 | 26.1 | 0.0 | 620.8 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-12 | 0.0 | 53.2 | 0.0 | 1,029.1 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-15 | 0.0 | 72.7 | 0.0 | 995.2 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-19 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,038.7 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-24 | 0.0 | 37.6 | 0.0 | 1,079.4 |
| 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 | 596.8 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-35 | 0.0 | 21.3 | 0.0 | 989.4 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-39 | 0.0 | 21.1 | 0.0 | 1,029.7 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-40 | 0.0 | 46.8 | 0.0 | 1,284.7 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-41 | 0.0 | 7.1 | 0.0 | 1,279.5 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-42 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,038.1 |
| 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-47 | 0.0 | 22.5 | 0.0 | 1,319.5 |
| 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 | 900.0 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-52 | 0.0 | 74.3 | 0.0 | 1,396.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-53 | 0.0 | 98.3 | 0.0 | 978.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-54 | 0.0 | 17.4 | 0.0 | 791.8 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-58 | 0.0 | 59.0 | 0.0 | 1,136.1 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-59 | 0.0 | 66.2 | 0.0 | 907.8 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-60 | 0.0 | 21.5 | 0.0 | 1,095.1 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-61 | 0.0 | 20.9 | 0.0 | 998.2 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-62 | 0.0 | 28.8 | 0.0 | 1,000.7 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-63 | 0.0 | 133.6 | 0.0 | 1,134.4 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-64 | 0.0 | 134.0 | 0.0 | 661.3 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-65 | 0.0 | 219.2 | 0.0 | 787.7 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-66 | 0.0 | 66.5 | 0.0 | 1,022.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-67 | 0.0 | 124.3 | 0.0 | 1,006.6 |
| Total Aguas Profundas | | | 0.0 | 5,765.4 | 0.0 | 105,092.8 |
| 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-08 | 0.0 | 26.4 | 0.0 | 417.4 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-09 | 0.0 | 55.9 | 0.0 | 415.3 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-10 | 0.0 | 45.8 | 0.0 | 401.0 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-14 | 0.0 | 19.2 | 0.0 | 406.9 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-15 | 0.0 | 58.3 | 0.0 | 384.3 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-16 | 0.0 | 41.3 | 0.0 | 402.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-17 | 0.0 | 7.3 | 0.0 | 348.6 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-18 | 0.0 | 34.4 | 0.0 | 430.0 |
| 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 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-50 | 0.0 | 22.0 | 0.0 | 408.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-51 | 0.0 | 8.9 | 0.0 | 411.6 |
| 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-61 | 0.0 | 7.7 | 0.0 | 391.9 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-62 | 0.0 | 16.0 | 0.0 | 414.1 |

| Clasificación | Sector | Bloque | Volumen Remanente (MMbpce) | Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce) | Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|----------------------------|----------------------------|-----------|----------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| 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 | Cuencas del Sureste Somero | AS-CS-02 | 147.4 | 22.6 | 0.0 | 21.0 |
| 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 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-11 | 0.0 | 22.3 | 0.0 | 386.5 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-19 | 0.0 | 24.6 | 0.0 | 406.6 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-20 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 401.6 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-21 | 0.0 | 20.7 | 0.0 | 401.8 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-22 | 0.0 | 29.8 | 0.0 | 415.1 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-23 | 0.0 | 83.1 | 0.0 | 413.2 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-24 | 0.0 | 26.6 | 0.0 | 333.2 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-25 | 0.0 | 46.0 | 0.0 | 391.4 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-26 | 0.0 | 20.4 | 0.0 | 425.0 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-27 | 0.0 | 32.0 | 0.0 | 401.1 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-28 | 0.0 | 10.5 | 0.0 | 395.3 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-29 | 0.0 | 71.4 | 0.0 | 390.3 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-30 | 0.0 | 40.3 | 0.0 | 403.2 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-31 | 0.0 | 36.2 | 0.0 | 359.6 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-32 | 0.0 | 4.0 | 0.0 | 407.4 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-33 | 0.0 | 13.6 | 0.0 | 410.4 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-34 | 0.0 | 43.6 | 0.0 | 412.7 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-35 | 0.0 | 88.0 | 0.0 | 401.5 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-36 | 0.0 | 21.4 | 0.0 | 329.2 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-37 | 77.4 | 133.1 | 0.0 | 546.4 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-38 | 48.7 | 150.5 | 0.0 | 556.8 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-39 | 0.0 | 122.4 | 0.0 | 789.9 |
| Total Aguas Someras | | | 273.5 | 2,341.9 | 0.0 | 30,887.0 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-01 | 0.0 | 16.2 | 0.0 | 261.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-02 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 214.0 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-03 | 0.0 | 13.0 | 0.0 | 221.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-04 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 232.1 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-05 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 215.1 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-06 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 190.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-07 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 205.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-08 | 0.0 | 8.8 | 0.0 | 201.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-09 | 0.0 | 6.1 | 0.0 | 201.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-12 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 235.9 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-13 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 202.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-14 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 201.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-15 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 217.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-16 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 231.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-17 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 199.5 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-18 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 181.5 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-19 | 0.0 | 4.9 | 0.0 | 201.1 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-20 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 196.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-21 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 218.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-22 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 223.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-24 | 0.0 | 93.4 | 0.0 | 456.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-26 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 166.9 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-27 | 0.0 | 0.3 | 0.0 | 246.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-28 | 0.0 | 1.6 | 0.0 | 199.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-29 | 0.2 | 9.0 | 0.0 | 183.1 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-30 | 0.0 | 3.6 | 0.0 | 229.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-31 | 0.0 | 13.2 | 0.0 | 221.6 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-32 | 0.0 | 9.1 | 0.0 | 320.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-34 | 0.0 | 3.6 | 0.0 | 170.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-36 | 0.0 | 13.7 | 0.0 | 195.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-37 | 0.0 | 2.8 | 0.0 | 194.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-38 | 0.0 | 17.1 | 0.0 | 264.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-39 | 0.0 | 8.0 | 0.0 | 189.6 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-41 | 0.0 | 98.9 | 0.0 | 383.0 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-42 | 201.7 | 0.0 | 0.0 | 46.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste | TC-CSC-G1 | 0.0 | 4.2 | 0.0 | 320.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-01 | 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-04 | 0.0 | 22.9 | 0.0 | 404.9 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-05 | 29.4 | 0.0 | 0.0 | 288.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-06 | 0.1 | 2.2 | 0.0 | 271.5 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-08 | 0.0 | 4.5 | 0.0 | 155.4 |

| Clasificación | Sector | Bloque | Volumen Remanente (MMbpce) | Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce) | Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|-------------------------------------|------------------|----------|----------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-09 | 0.3 | 2.9 | 0.0 | 179.2 |
| 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-18 | 0.0 | 7.5 | 0.0 | 191.7 |
| 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-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 | 0.0 | 21.7 | 0.0 | 303.8 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-31 | 0.0 | 6.7 | 0.0 | 383.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-32 | 0.0 | 20.2 | 0.0 | 328.5 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-33 | 0.0 | 10.9 | 0.0 | 298.9 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G1 | 9.7 | 18.8 | 0.0 | 521.4 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G2 | 0.0 | 25.6 | 0.0 | 521.8 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G3 | 0.0 | 2.0 | 0.0 | 458.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G4 | 0.0 | 7.9 | 0.0 | 445.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G5 | 0.0 | 6.3 | 0.0 | 436.5 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G6 | 0.0 | 5.4 | 0.0 | 346.0 |
| 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 |
| 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-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-11 | 0.0 | 7.7 | 0.0 | 207.2 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-12 | 6.3 | 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 | 190.1 |
| 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 |
| 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 | Veracruz | TC-V-G1 | 0.3 | 11.9 | 0.0 | 413.8 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-G2 | 0.0 | 2.5 | 0.0 | 278.0 |
| Total Terrestre Convencional | | | 266.3 | 770.8 | 0.0 | 23,655.9 |
| 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 |
| 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 |

| Clasificación | Sector | Bloque | Volumen Remanente (MMbpce) | Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce) | Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|---------------------------|----------------|----------|----------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| 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 | 297.6 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-03 | 4.2 | 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 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-07 | 0.0 | 0.0 | 149.9 | 291.6 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-08 | 4.7 | 9.6 | 204.4 | 346.1 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-09 | 14.0 | 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 | 3.8 | 2.0 | 0.0 | 286.5 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-13 | 0.0 | 2.7 | 0.0 | 348.5 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-14 | 24.7 | 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 | 26.7 | 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 |
| 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 | 293.4 |
| 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 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-64 | 0.0 | 0.0 | 155.9 | 303.8 |

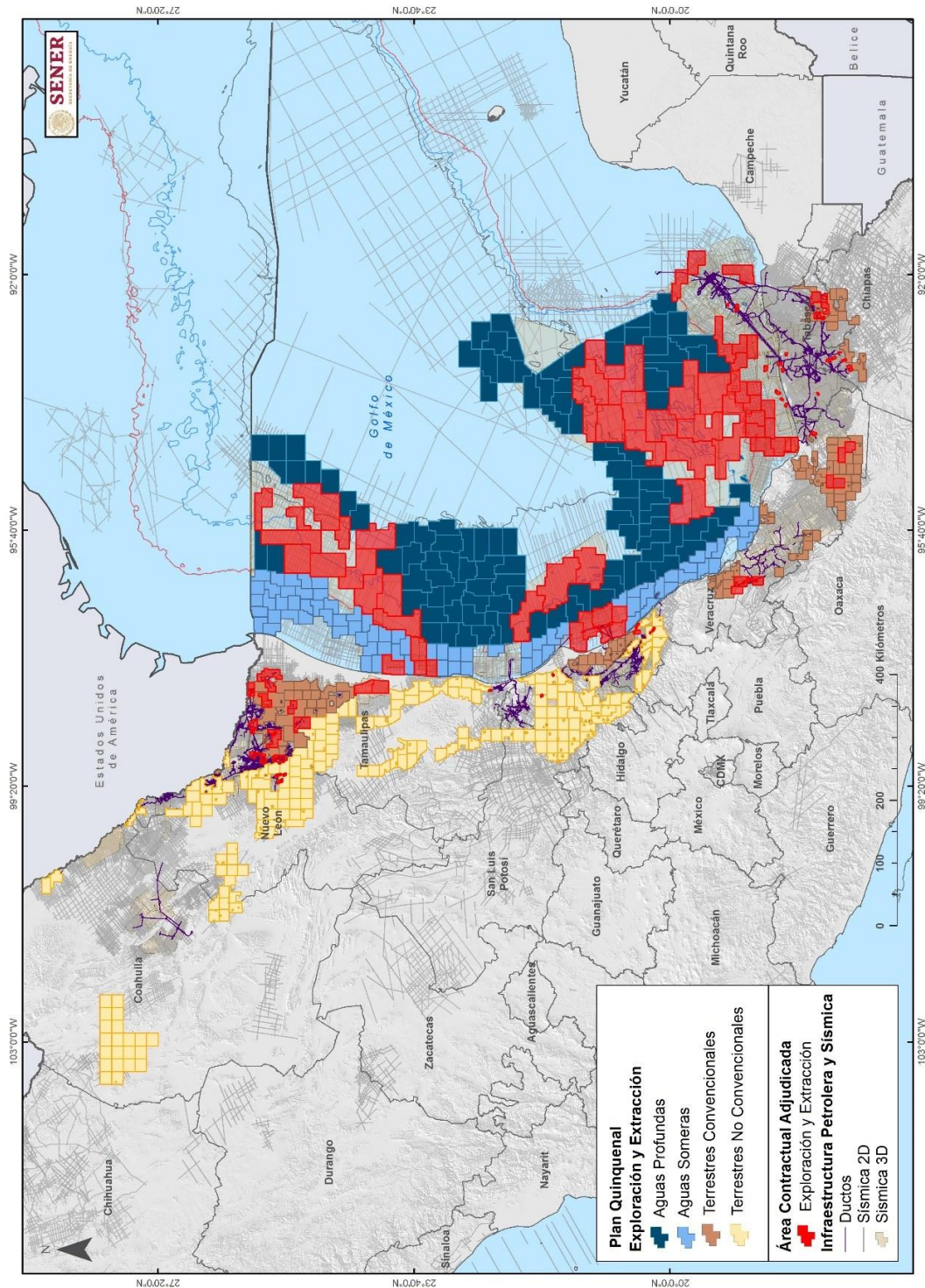
| Clasificación | Sector | Bloque | Volumen Remanente (MMbpce) | Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce) | Recurso Prospectivo No Convencional (MMbpce) | Superficie (km ²) |
|---------------------------|------------------|----------|----------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-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 | 247.1 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-71 | 0.0 | 0.0 | 87.9 | 289.8 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-72 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 273.2 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-73 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 319.4 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-74 | 0.0 | 16.2 | 0.0 | 323.5 |
| Terrestre No Convencional | Sabinas-Burgos | TN-SB-75 | 0.0 | 1.5 | 0.0 | 317.6 |
| 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 | 218.7 | 255.6 |
| 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 |
| 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 |
| 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 |

| 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-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 | 1,343.0 | 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 |
| 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 | | | 13,758.5 | 408.9 | 30,903.2 | 53,969.1 |
| Extracción | | | 544.1 | 0.0 | 0.0 | 110.5 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP2001 | 236.3 | 0.0 | 0.0 | 24.2 |
| 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 | 99.9 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TE2017 | 23.9 | 0.0 | 0.0 | 10.6 |
| Total general | | | 14,842.4 | 9,287.0 | 30,903.2 | 213,715.3 |

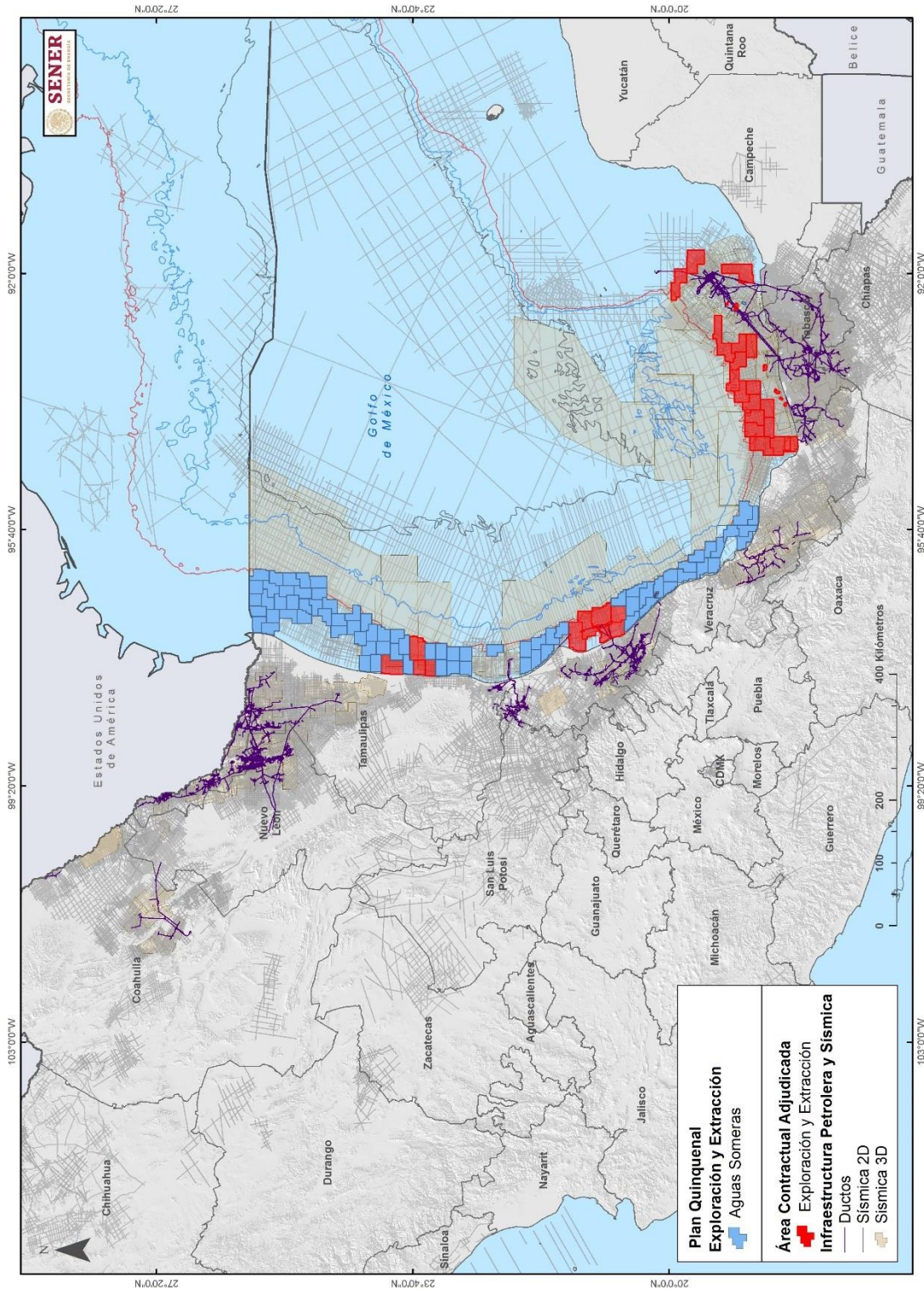


ANEXO 3. Mapas de áreas a licitar con información sísmica e infraestructura

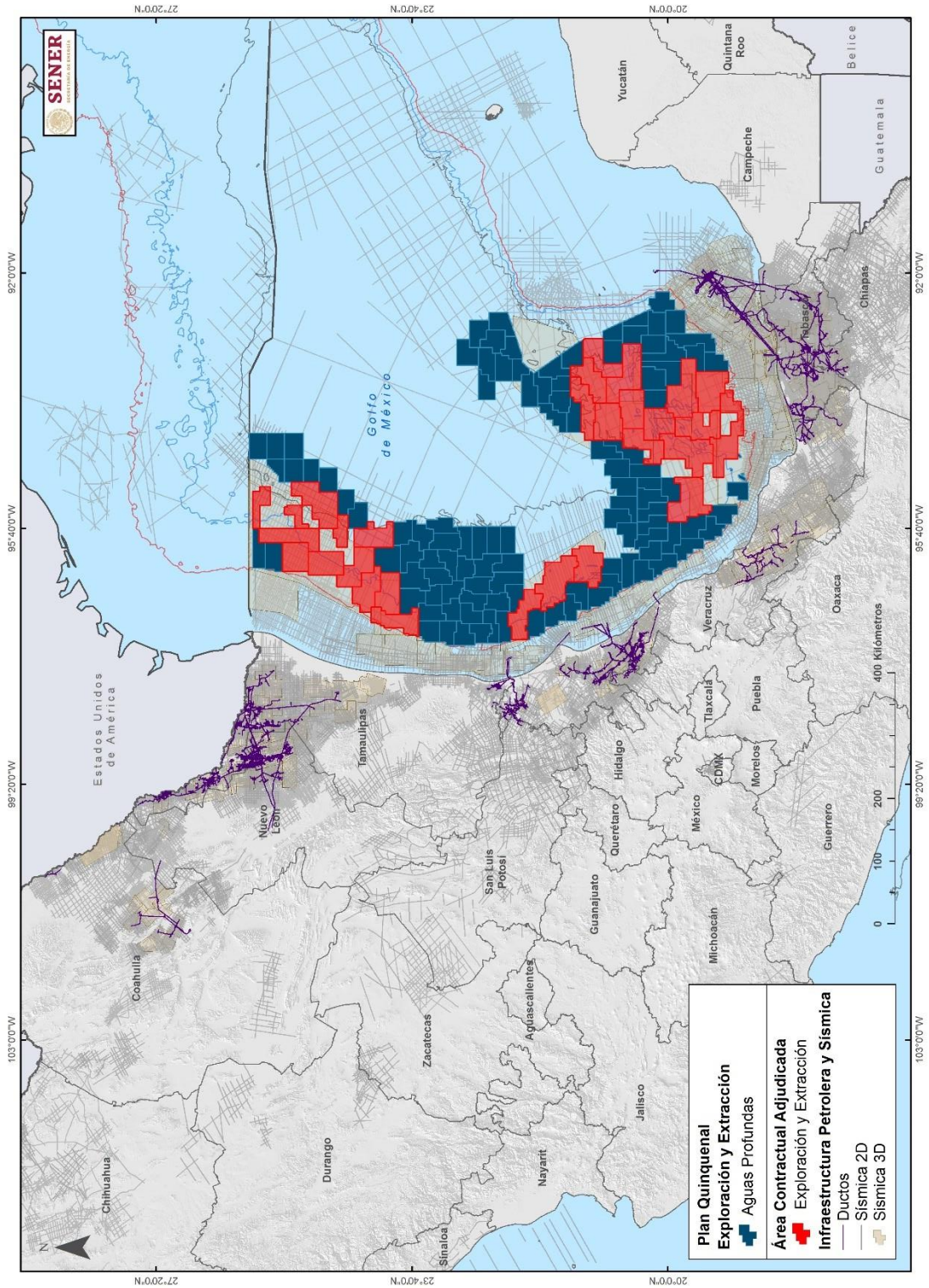
Mapa 13. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.



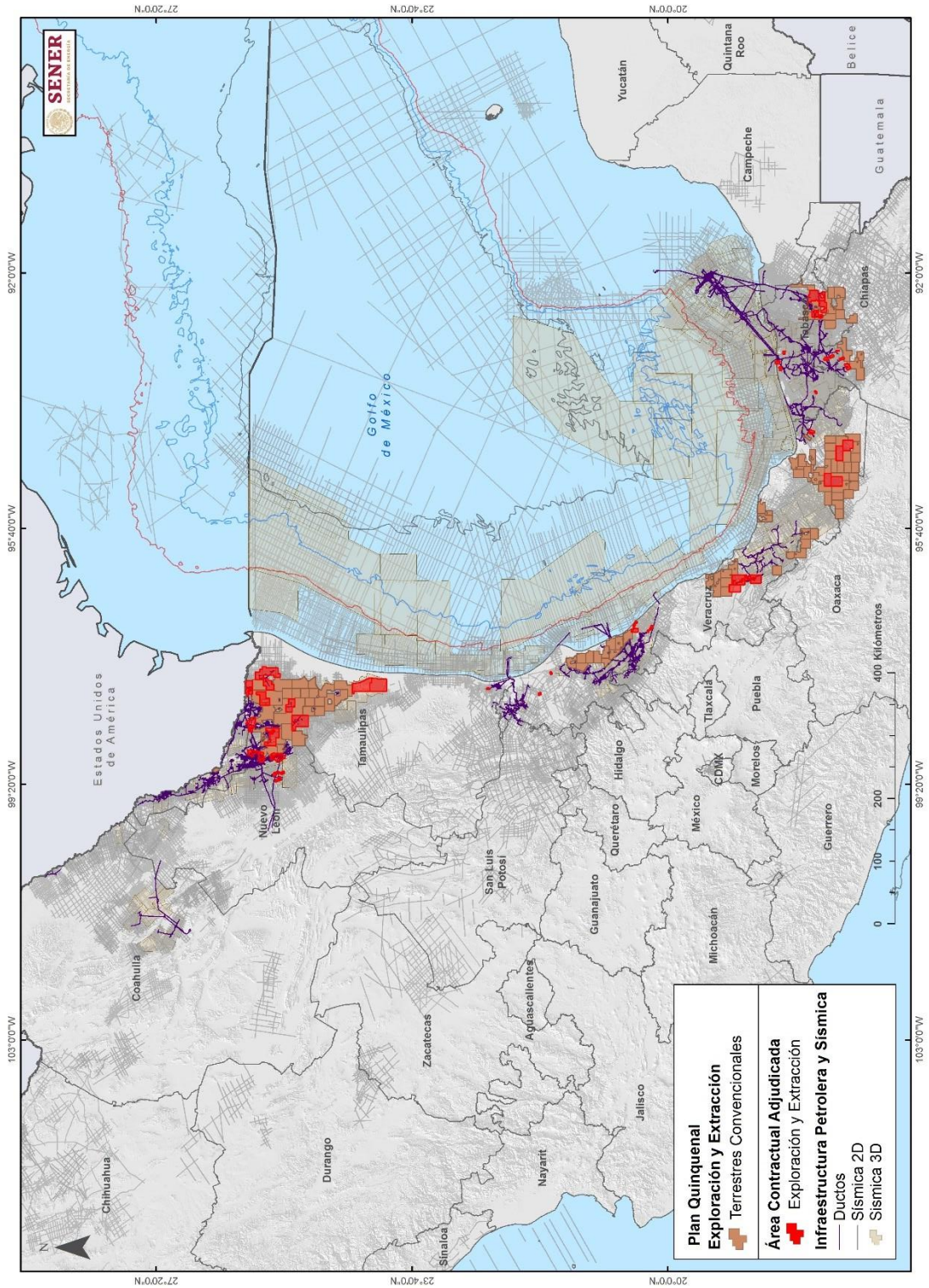
Mapa 14. Áreas para la exploración y extracción en aguas someras.



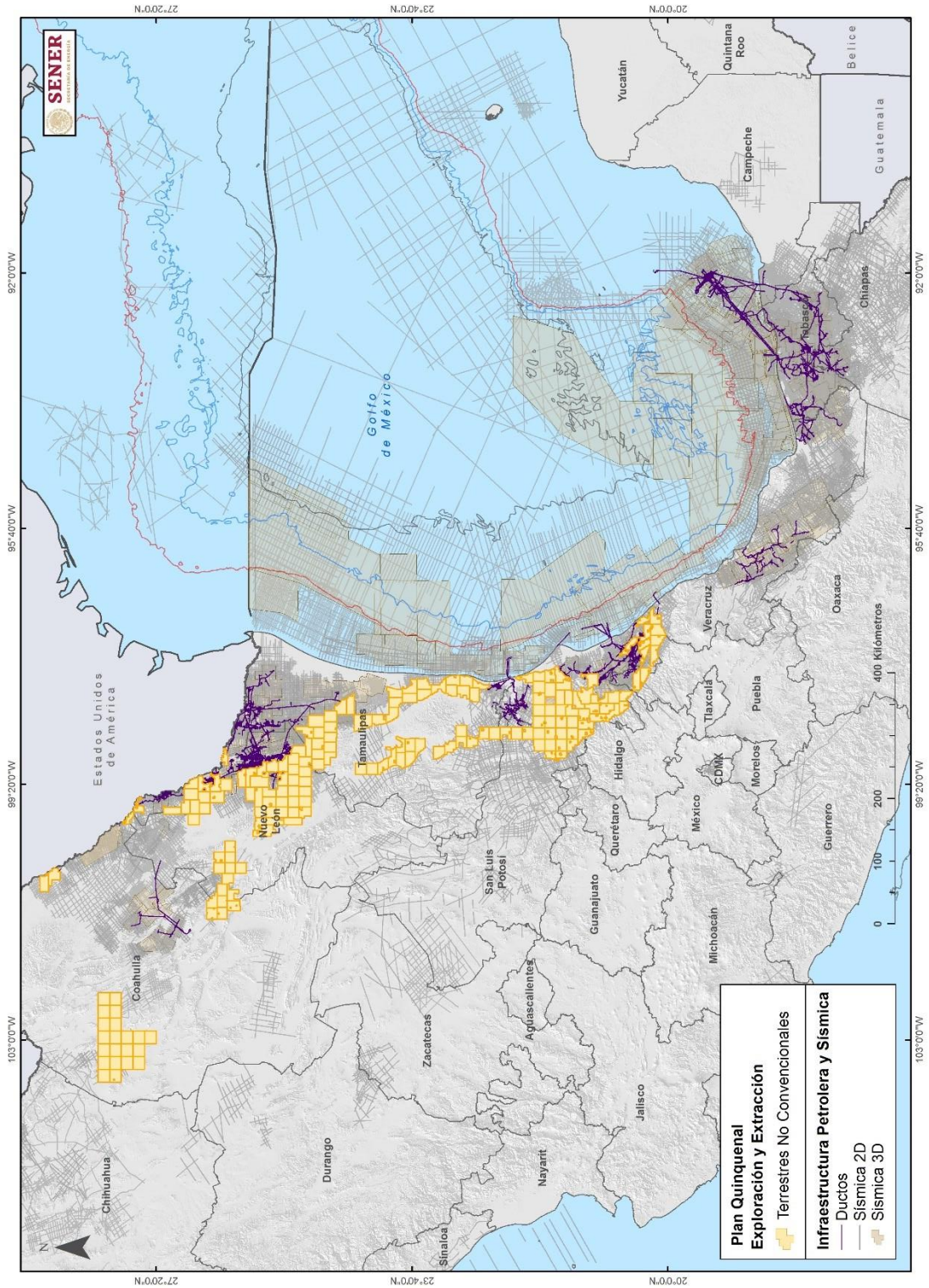
Mapa 15. Áreas para la exploración y extracción en aguas profundas.



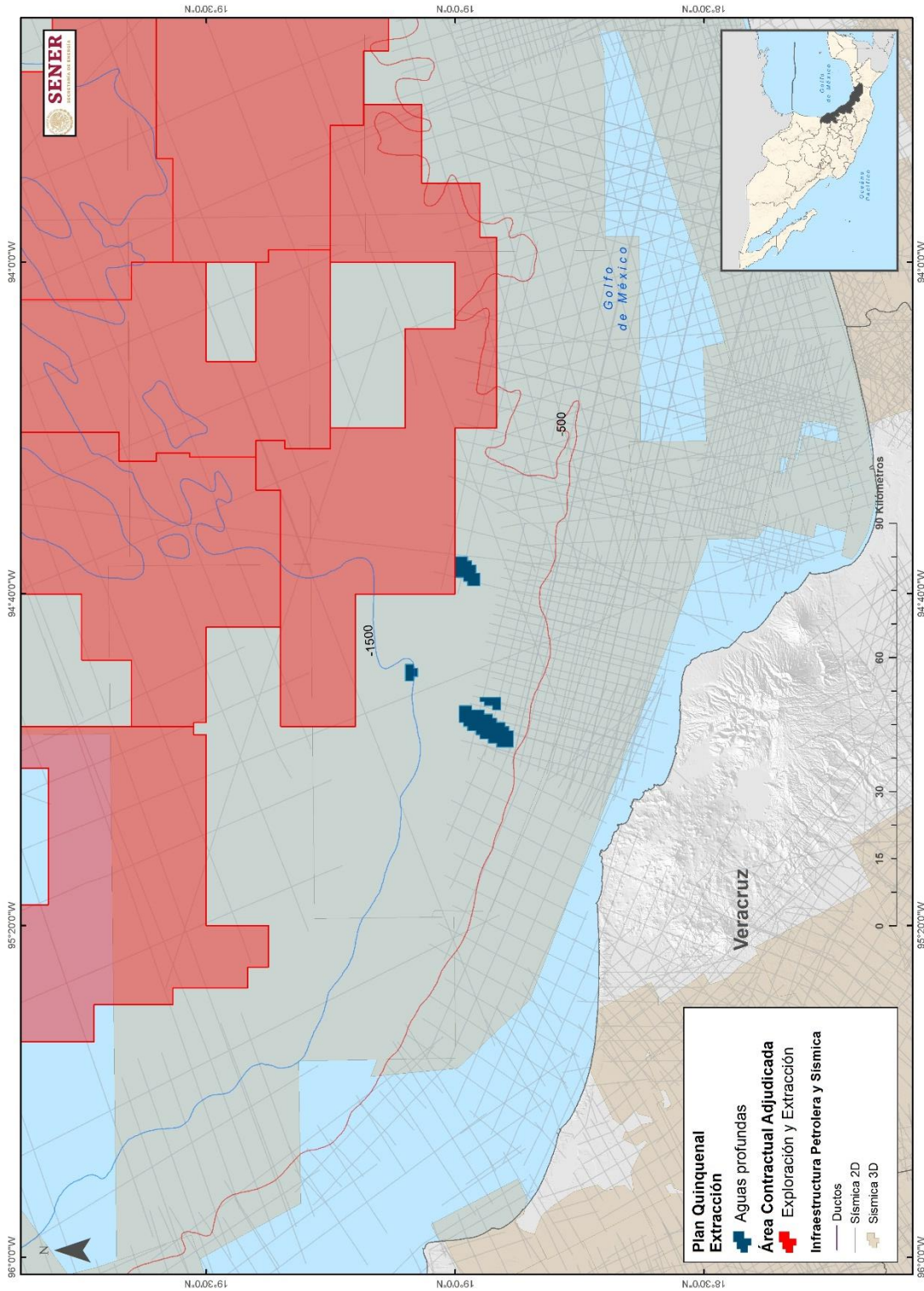
Mapa 16. Áreas para la exploración y extracción terrestre convencional.



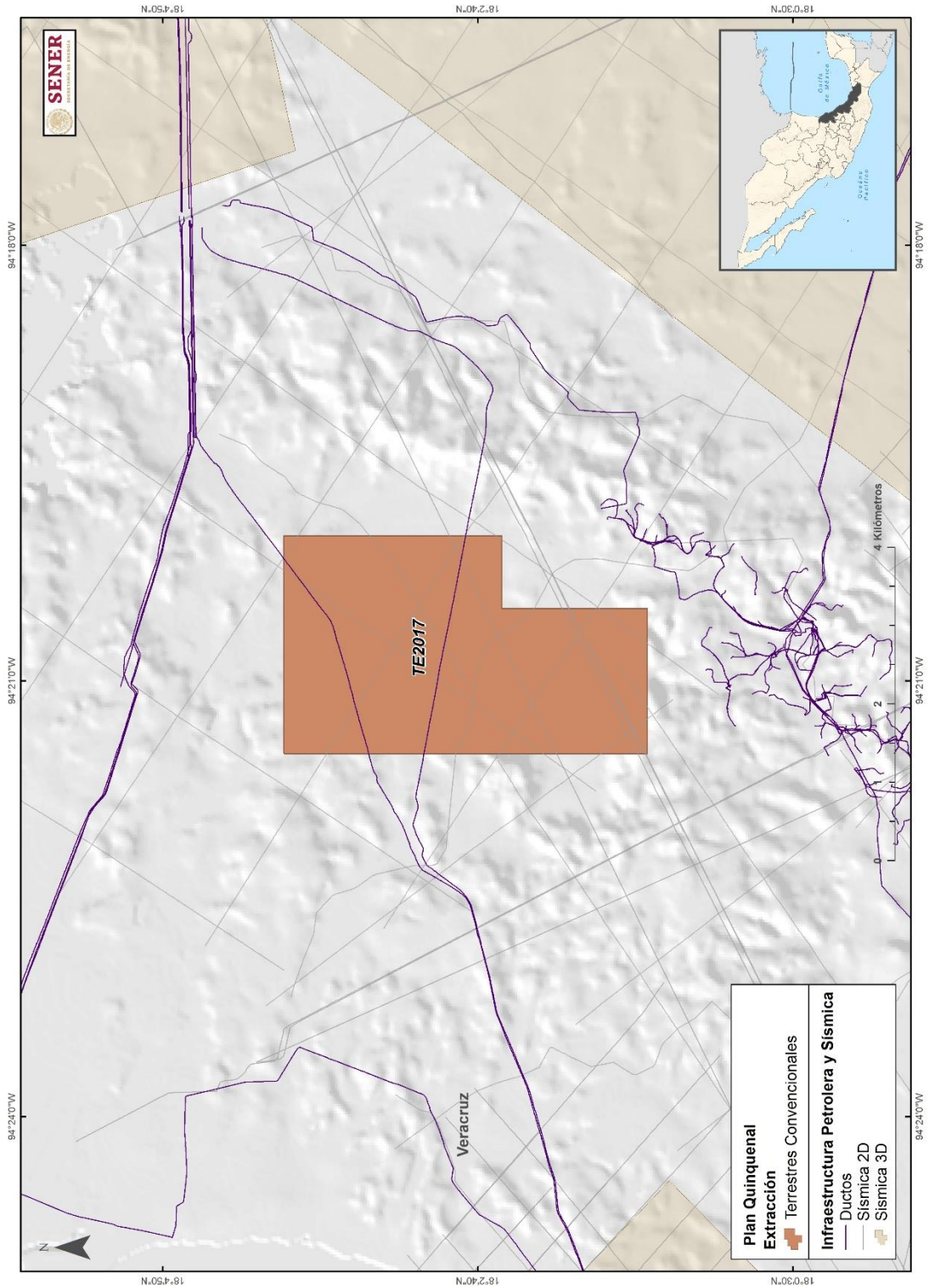
Mapa 17. Áreas para la exploración y extracción terrestre no convencional.



Mapa 18. Áreas para la extracción en aguas profundas.



Mapa 19. Áreas para la extracción terrestre convencional.



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

Gráfico 28. Distribución de la superficie adjudicada por categoría

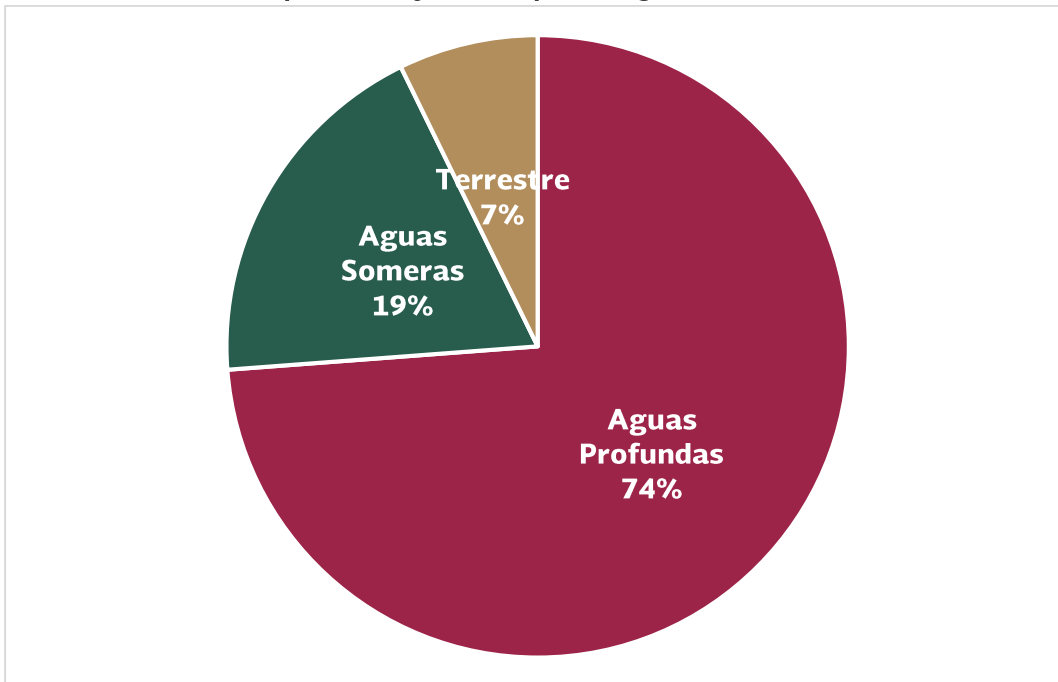


Gráfico 29. Distribución del Recurso Prospectivo adjudicado por tipo de hidrocarburos

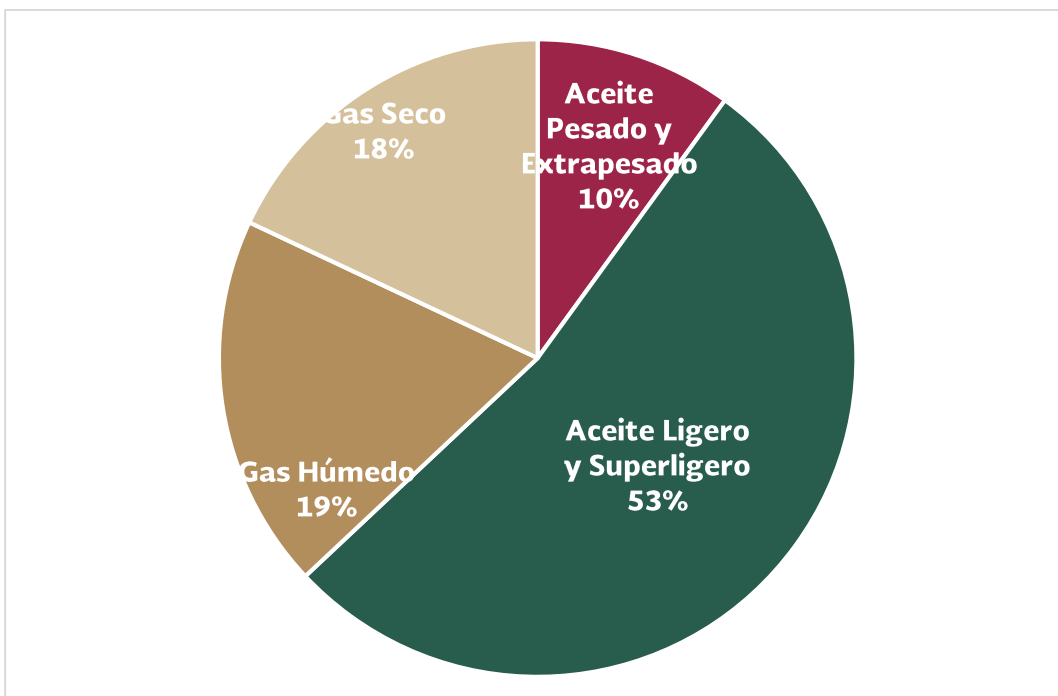


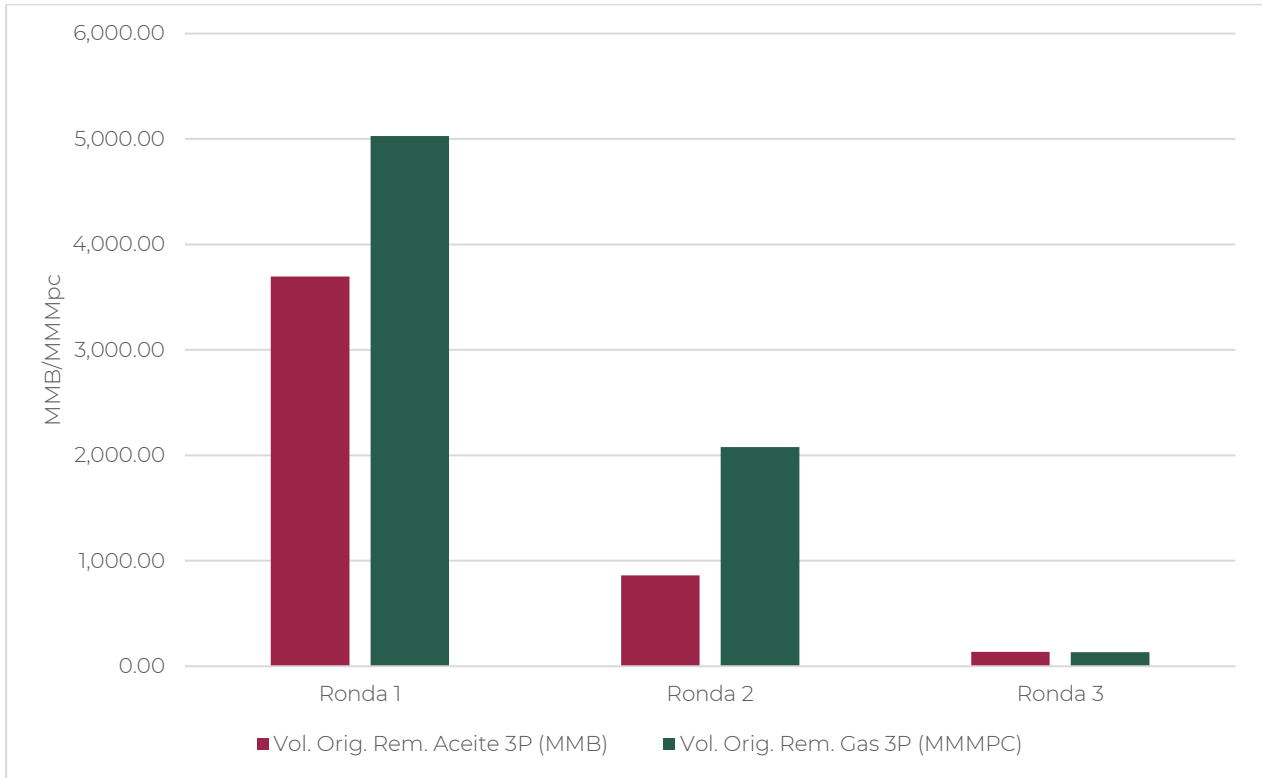
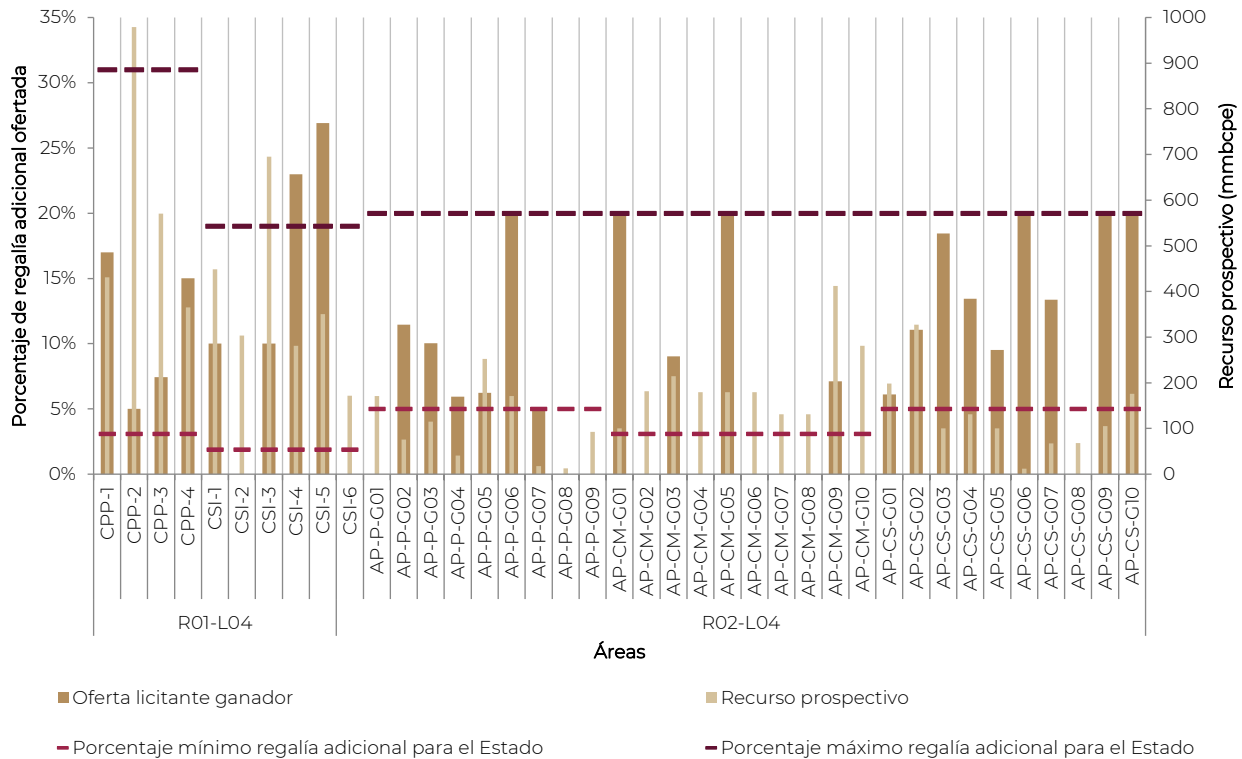
Gráfico 30. Distribución del volumen remanente adjudicado por tipo de hidrocarburo

Gráfico 31. Resultados las Convocatorias en Aguas Profundas


Gráfico 32. Resultados de las licitaciones en aguas someras de Rondas Uno, Dos y Tres

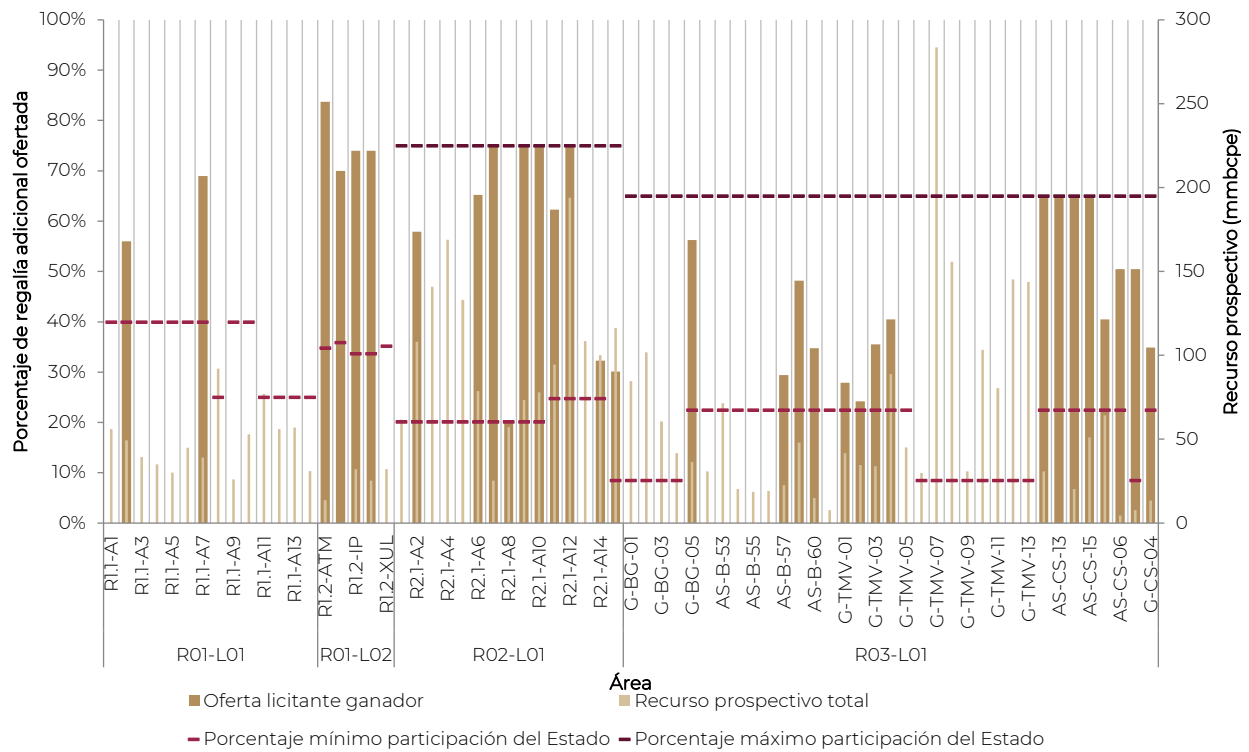
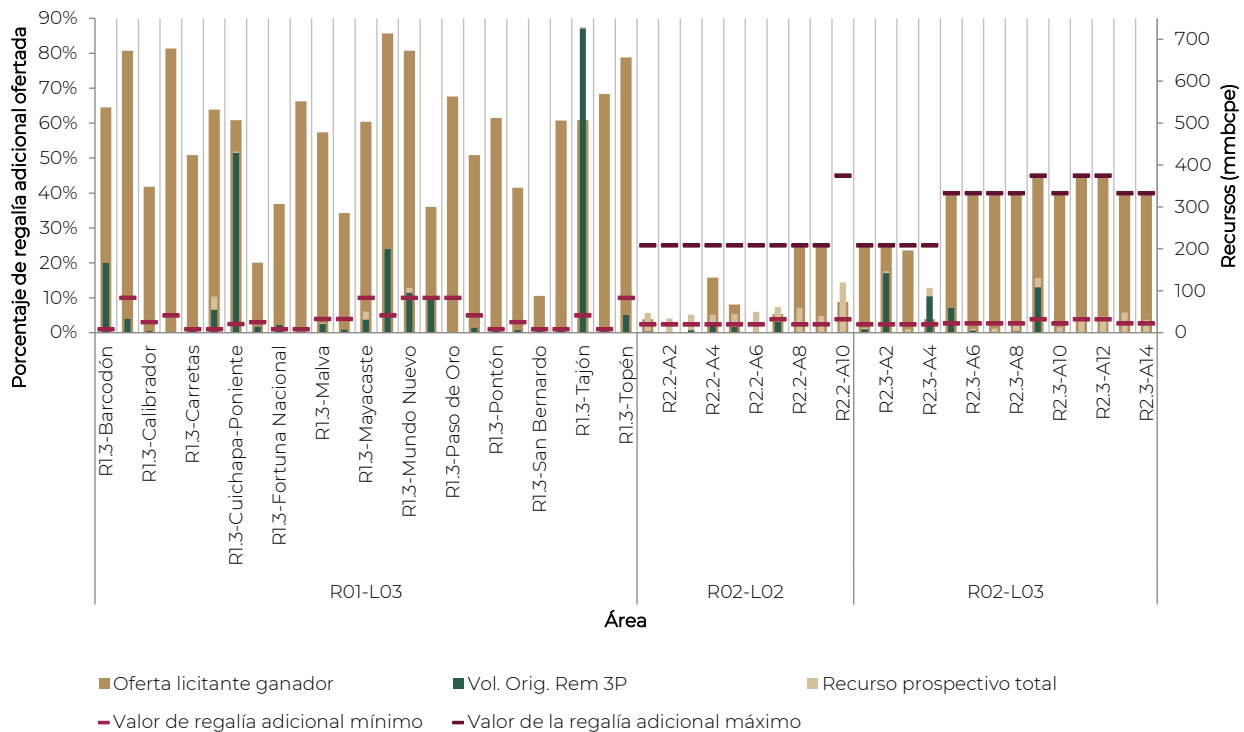


Gráfico 33. Resultados de las licitaciones terrestres convencionales en Rondas Uno y Dos



Secretaría de Energía

Norma Rocío Nahle García
Secretaria de Energía

Miguel Ángel Maciel Torres
Subsecretario de Hidrocarburos

Jorge Alberto Arévalo Villagrán
Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Alfonso López Alvarado
Director General de Contratos Petroleros

María Cruz Vázquez Guizar
Directora General de Comunicación Social



Elaboración y Revisión

Josue Jordán Castro Duarte

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

Valeria Bautista Bautista

Directora General Adjunta de Evaluación de Hidrocarburos
(vbautista@energia.gob.mx)

Mayelli Hernández Juárez

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

Oscar Jui Hernández

Director de Evaluación Económica de Contratos
(ojui@energia.gob.mx)

Jorge Javier Vázquez Ortiz

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

Laura Elizabeth Gil Venegas

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

Pablo Antonio de la Torre González

Subdirector de Enlace y Seguimiento
(pdelatorre@energia.gob.mx)

Ulises Fuentes Carrasco

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

Paola Rodríguez Romo

Subdirectora de Administración
(prodriguezr@energia.gob.mx)



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX