



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

EVALUACIÓN 2022 A LA EJECUCIÓN DEL
**PLAN QUINQUENAL
DE LICITACIONES
DE ÁREAS
CONTRACTUALES**
2020-2024

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| Resumen | 5 |
| 1 Introducción | 7 |
| 2 Marco Normativo | 8 |
| 2.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos..... | 8 |
| 2.2 Planeación Nacional Democrática..... | 8 |
| 2.2.1 Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024..... | 8 |
| 2.3 Establecimiento del Plan Quinquenal 2020-2024..... | 9 |
| 3 Situación Actual | 12 |
| 3.1 Zonas De Salvaguarda y Áreas Naturales Protegidas..... | 12 |
| 3.2 Asignaciones de Exploración y Extracción de Hidrocarburos..... | 14 |
| 3.3 Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivados de Rondas de Licitación..... | 16 |
| 3.4 Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivados de Migraciones..... | 19 |
| 3.5 Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficiales (ARES)..... | 21 |
| 4 Recursos de Hidrocarburos en México | 26 |
| 4.1 Provincias Geológicas Petroleras..... | 27 |
| 4.2 Recursos Petroleros..... | 31 |
| 4.3 Reservas de Hidrocarburos..... | 33 |
| 4.4 Volumen Remanente de Hidrocarburos..... | 34 |
| 4.5 Restitución de Reservas..... | 35 |
| 4.6 Histórico de Producción de aceite y gas..... | 36 |
| 4.7 Distribución de Reservas por Entidad Federativa..... | 38 |
| 5 Proceso de la Segunda Evaluación del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 | 41 |
| 5.1 Premisas Generales para la Segunda Evaluación del Plan Quinquenal para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024..... | 41 |
| 5.2 Avance de CEE derivados de Rondas de Licitación..... | 41 |
| 5.3 Producción y Demanda Nacional de aceite y gas natural..... | 42 |
| 6 Inventario de Áreas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos | 45 |
| 6.1 Áreas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos..... | 49 |
| 6.1.1 Áreas en Aguas Profundas..... | 51 |
| 6.1.2 Áreas en Aguas Someras..... | 53 |
| 6.1.3 Áreas en Terrestres Convencionales..... | 55 |
| 6.1.4 Extracción en Aguas Profundas..... | 57 |
| 6.2 Áreas por Entidad Federativa | 59 |
| Anexo 1 Áreas del Plan Quinquenal | 62 |
| Anexo 2 Mapas del Inventario de Áreas con Información Sísmica e Infraestructura | 73 |



ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 1. METAS NACIONALES DESCRITAS EN EL PND..... | 9 |
| FIGURA 2. ZONAS DE EXCLUSIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ZONAS DE SALVAGUARDA Y ANP..... | 13 |
| FIGURA 3. ASIGNACIONES VIGENTES DE PEMEX..... | 15 |
| FIGURA 4. UBICACIÓN DE CEE ADJUDICADOS..... | 16 |
| FIGURA 5. ADJUDICACIONES DE LAS ÁREAS ESTABLECIDAS EN EL PLAN QUINQUENAL 2015-2019..... | 17 |
| FIGURA 6. UBICACIÓN DE LOS CEE ADJUDICADOS..... | 18 |
| FIGURA 7. TIPO DE MIGRACIONES Y SU DISTRIBUCIÓN REALIZADAS EN PEMEX..... | 19 |
| FIGURA 8. UBICACIÓN DE CEE PROVENIENTES DE MIGRACIONES..... | 20 |
| FIGURA 9. ESTADO QUE GUARDAN LAS ARES AUTORIZADAS POR LA CNH..... | 21 |
| FIGURA 10. ARES OTORGADAS POR LA CNH..... | 22 |
| FIGURA 11. EMPRESAS AUTORIZADAS PARA RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL..... | 23 |
| FIGURA 12. INVERSIONES PARA LAS ARES AUTORIZADAS POR LA CNH 2022 (MMusd)..... | 24 |
| FIGURA 13. INVERSIÓN ESTIMADA EN DÓLARES POR CADA 40 KM2 POR CONCEPTO DE ARES PARA ADQUISICIÓN O REPROCESAMIENTO SÍSMICO..... | 25 |
| FIGURA 14. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS..... | 26 |
| FIGURA 15. PROVINCIAS PETROLERAS DE LA REPÚBLICA MEXICANA..... | 29 |
| FIGURA 16. RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO AL 01 DE ENERO DE 2022 (MMbpce)..... | 33 |
| FIGURA 17. RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO POR PROVINCIA PETROLERA (MMbpce)..... | 34 |
| FIGURA 18. VOLUMEN REMANENTE DE ASIGNACIONES AL 01 DE ENERO DE 2022..... | 35 |
| FIGURA 19. PRODUCCIÓN ANUAL Y RESTITUCIÓN INTEGRAL DE RESERVAS 1P AL 01 DE ENERO DE 2022..... | 36 |
| FIGURA 20. PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO 2000 - 2022 (Mbd)..... | 37 |
| FIGURA 21. PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL SIN NITRÓGENO 2000 - 2022 (MMpcd)..... | 37 |
| FIGURA 22. PROSPECTIVA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE (SIN CONDENSADOS)..... | 43 |
| FIGURA 23. PROPUESTA DE LA CNH PARA EL INVENTARIO DE ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024..... | 46 |
| FIGURA 24. EVALUACIÓN 2022 AL PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024..... | 50 |
| FIGURA 25. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS..... | 52 |
| FIGURA 26. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS SOMERAS..... | 54 |
| FIGURA 27. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES..... | 56 |
| FIGURA 28. EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS..... | 58 |
| FIGURA 29. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS..... | 73 |
| FIGURA 30. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN AGUAS SOMERAS..... | 74 |
| FIGURA 31. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS..... | 75 |
| FIGURA 32. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN TERRESTRE CONVENCIONAL..... | 76 |
| FIGURA 33. ÁREAS PARA LA EXTRACCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS..... | 77 |



ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| TABLA 1. RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO ASIGNADOS A PEMEX | 14 |
| TABLA 2. RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO ADJUDICADOS A LOS CEE..... | 17 |
| TABLA 3. RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO ADJUDICADOS A MIGRACIONES..... | 19 |
| TABLA 4. RESERVAS POR PROVINCIA PETROLERA EN MÉXICO AL 1 DE ENERO DE 2022 (MMbpce)..... | 31 |
| TABLA 5. RECURSOS PROSPECTIVOS POR PROVINCIA PETROLERA EN ASIGNACIONES AL 1 DE ENERO DE 2022 (MMbpce)..... | 32 |
| TABLA 6. RECURSOS PROSPECTIVOS POR PROVINCIA PETROLERA EN CEE AL 1 DE ENERO DE 2022 (MMbpce)..... | 32 |
| TABLA 7. RESERVAS Y VOLUMEN REMANENTE POR UBICACIÓN..... | 38 |
| TABLA 8. ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR ENTIDAD FEDERATIVA Y TIPO DE ÁREA..... | 39 |
| TABLA 9. RESERVAS EN CAMPOS COMPARTIDOS..... | 40 |
| TABLA 10. RECURSOS EN ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS..... | 47 |
| TABLA 11. CARACTERÍSTICAS, RECURSO PROSPECTIVO Y VOLUMEN REMANENTE PARA LA EXTRACCIÓN EN LA PROPUESTA DE ÁREAS SEGÚN SU CLASIFICACIÓN..... | 48 |
| TABLA 12. SUPERFICIE PROMEDIO DE LAS ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN*, POR CATEGORÍA..... | 48 |
| TABLA 13. RECURSOS Y SUPERFICIE DEL INVENTARIO DE ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL..... | 49 |
| TABLA 14. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS..... | 51 |
| TABLA 15. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS SOMERAS..... | 53 |
| TABLA 16. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES..... | 55 |
| TABLA 17. EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS..... | 57 |
| TABLA 18. ÁREAS EN TAMAULIPAS..... | 59 |
| TABLA 19. ÁREAS EN NUEVO LEÓN..... | 59 |
| TABLA 20. ÁREAS EN VERACRUZ..... | 59 |
| TABLA 21. ÁREAS EN TABASCO..... | 60 |
| TABLA 22. ÁREAS EN CHIAPAS..... | 60 |
| TABLA 23. ÁREAS EN AGUAS TERRITORIALES..... | 60 |
| TABLA 24. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, COMPARTIDOS ENTRE DOS O MÁS ENTIDADES FEDERATIVAS..... | 61 |



RESUMEN

El Plan Quinquenal es el documento indicativo publicado por la Secretaría de Energía (SENER) con el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), que establece las bases de planeación y distribución territorial para la definición de áreas susceptibles a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos en un horizonte de cinco años; considera las áreas y los campos petroleros del Estado para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos terrestres, en aguas someras y en aguas profundas; en dicho plan se excluyen los recursos previamente otorgados mediante Asignaciones para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos (Asignaciones) a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y en Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE) adjudicados.

La Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 (Evaluación del Plan Quinquenal), da como resultado una superficie total de 157,845.2 km², 12,722.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en recursos prospectivos y 772.1 MMbpce en volumen remanente, lo que deriva en un conjunto de áreas para la exploración y extracción (inventario de áreas) en tres categorías: Aguas Someras, Aguas Profundas y Terrestres Convencionales.

La SENER, tomando en consideración las atribuciones referidas en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Constitución) y la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, garantiza la mejor toma de decisiones a favor de la Nación, al dar seguimiento continuo al avance de los CEE adjudicados, con el fin de evaluar el alcance del Plan Quinquenal.

El inventario de áreas presenta 180 áreas remanentes, de las cuales 176 consideran actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y 4 contemplan únicamente la extracción del volumen remanente; 112 se ubican aguas territoriales y 68 en zonas terrestres de recursos convencionales.

Consideraciones para la Evaluación del Plan Quinquenal

En términos de producción nacional, en junio de 2022 se registró un promedio de 1,624.2¹ Mbd de petróleo crudo sin líquidos condensados, derivado de una serie de eventos a nivel mundial destacando el endurecimiento de la política monetaria en diversos países para luchar contra la creciente inflación, que conlleva a una desaceleración económica global, una menor demanda en lo que resta del año y parte de 2023, así como la incertidumbre en las restricciones por Covid-19 en China, y las diferencias geopolíticas entre Rusia y Ucrania, entre otros.

En 2023 se estima lograr una producción de 1,742.1 Mbd de petróleo sin condensados, proveniente de PEMEX y Privados. Para conseguir estas metas de producción, se considera la implementación de acciones que permitan optimizar los procesos sustantivos y mejorar el cumplimiento de obras estratégicas que impactan en las áreas de exploración, producción, perforación y terminación de pozos.

¹ Cifras promedio diario de producción operativa estimada a junio 2022. CNH.



Las cifras publicadas en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 se modifican en la presente Evaluación, en función de la actualización de datos conforme a los nuevos informes de reservas y recursos prospectivos. En consecuencia, existen cambios en el inventario de áreas con motivo de la reconfiguración que se suscita ante el otorgamiento de nuevas Asignaciones a la Empresa Productiva del Estado (EPE) y/o de las modificaciones de las vigentes a junio de 2022.

Para la evaluación se contó con la asistencia técnica de la CNH que consideró en su propuesta del inventario de áreas la actualización de la estimación de recursos prospectivos, la información generada a junio 2022 de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), así como el análisis de la información geológica y geofísica disponible para contemplar la columna y estructuras geológicas completas, entre otros criterios.



1 INTRODUCCIÓN

El Ejecutivo Federal a través de la SENER como coordinadora del sector energético, cuenta con la facultad para llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables y en atención de manera prioritaria a los criterios de soberanía y la seguridad energética.

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones; con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, esta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo, y demás hidrocarburos mediante Asignaciones a PEMEX, a través de Contratos con las EPE o con particulares.

En ese sentido, la Ley de Hidrocarburos previó la elaboración de un documento indicativo, que sienta las bases de planeación y distribución territorial para la definición de áreas susceptibles de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos a realizarse en un horizonte de cinco años, con el apoyo técnico de la CNH.

Derivado de lo anterior, este documento considera las áreas y los campos petroleros del Estado para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos terrestres, en aguas someras y profundas, excluyendo los recursos que ya se encuentran otorgados en Asignaciones a PEMEX y en CEE adjudicados.



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 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar esencialmente que este sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático. Esto se logra a través de la definición que realiza el Ejecutivo Federal respecto de la planeación, conducción, coordinación y orientación de la actividad económica nacional, así como de la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Constitución).

Los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución, indican que corresponde al Estado el tratamiento exclusivo de las áreas estratégicas, dentro de las cuales se encuentra la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos.

Tratándose de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, esta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos mediante Asignaciones a EPE, a través de CEE con estas o con particulares, en los términos de la ley reglamentaria. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las Asignaciones y en los CEE respectivos.

2.2 PLANEACIÓN NACIONAL DEMOCRÁTICA

De acuerdo con los artículos 9 y 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, con base en las políticas que, para el logro de los objetivos y prioridades de la planeación nacional del desarrollo, establezca el Ejecutivo Federal.

2.2.1 Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024

El PND² es un documento encargado de velar por la estabilidad de las finanzas públicas y del sistema financiero; planificar, conducir, coordinar y orientar la economía; regular y fomentar las actividades económicas y “organizar un sistema de planeación democrático del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, competitividad, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política, social y cultural de la nación”, como lo establece el artículo 26 de la Constitución.

En el PND se establecen doce principios rectores bajo los cuales se elaboró el mismo, así como las siguientes tres Metas Nacionales que guían al país (FIGURA 1).

²El documento es de acceso público y puede ser consultado en la siguiente liga, https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019



FIGURA 1. METAS NACIONALES DESCRITAS EN EL PND



En el PND se proyecta que para el 2024 la población de México esté viviendo en un entorno de bienestar tanto social como económico. Para tal efecto, el Ejecutivo Federal planea a mediano y largo plazo lograr los objetivos planteados en el sexenio.

El cambio de régimen representado por la administración del C. Presidente Andrés Manuel López Obrador, a partir del 1 de diciembre de 2018, significó una variación en la agenda y visión del sector energético mexicano, orientando la política energética a optar por un objetivo basado en la autosuficiencia y fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado como palanca de desarrollo nacional.

En este sentido, PEMEX atraviesa por un proceso de modernización e incremento de competitividad, de tal forma que sea el pilar central de la recuperación de la producción de hidrocarburos y de combustibles.

No obstante, lo anterior y con la finalidad de brindar certeza jurídica a las actividades de todos los participantes que actualmente conforman el sector energético, el Gobierno de México tomó la decisión de trabajar sobre el marco jurídico vigente, teniendo como base lo establecido en la Constitución y en los diversos ordenamientos jurídicos en materia energética que de ella emanan.

Por tal motivo la actual administración tiene el compromiso de respetar los CEE suscritos en el marco de la Reforma Energética y de alentar la inversión privada, tanto nacional como extranjera, en un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

2.3 ESTABLECIMIENTO DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024

La Ley de Hidrocarburos, reglamentaria de los artículos 25 párrafo cuarto, 27 párrafo séptimo, y 28 párrafo cuarto de la Constitución, establece que corresponde a la SENER aprobar y emitir el Plan Quinquenal, con base en la propuesta que para tal efecto le remita la CNH, en sus artículos 29, fracción II y 31, fracción II respectivamente.

El Plan Quinquenal comprende las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos del Estado que pudieran ser consideradas para licitar durante un periodo de cinco años. Los procesos de licitación del Estado Mexicano son públicos, abiertos, internacionales y abarcan diversos actos y etapas en los que participan diferentes instituciones.

Es así como, previo al proceso de licitación, la SENER selecciona las áreas a licitar, establece el modelo de contratación, diseña los términos y condiciones técnicas 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, así mismo realiza los procesos de licitación referidos, suscribe los CEE adjudicados y los administra técnicamente.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) fija las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los CEE, determina las variables 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.

Por su parte, la Secretaría de Economía (SE) 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 las cadenas productivas locales y regionales sin afectar la posición competitiva de los contratistas.

La Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) 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 Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) regula, supervisa y sanciona las Asignaciones y 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 (FMPED) recibe, administra, e invierte los ingresos petroleros derivados de CEE, así como de las Asignaciones.

Es importante mencionar que la Ley de Hidrocarburos prevé en su artículo 119 que previo al otorgamiento de una Asignación o de la publicación de una convocatoria para la licitación de un CEE, la SENER en coordinación con la Secretaría de Gobernación (SEGOB) y así como demás dependencias y entidades competentes, realizará un estudio de impacto social respecto del área objeto del CEE.

Por otro lado, en los artículos 26 y 28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, se contempla el procedimiento para la aprobación del Plan Quinquenal. Este ordenamiento señala que, durante el mes de junio del primer año de cada quinquenio, la CNH enviará su propuesta a la SENER para que evalúe y resuelva lo conducente dentro de los sesenta días hábiles siguientes a su recepción y lo publique en su página electrónica.

En el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, la SENER podrá considerar las propuestas de áreas contractuales que reciba de cualquier EPE o persona, sobre las cuales exista interés, siempre que éstas sean presentadas a más tardar en el segundo trimestre de cada año.

La elaboración del Plan Quinquenal 2020-2024 se suscitó ante un escenario de contingencia sanitaria decretada por el Gobierno Federal a raíz de que la Organización Mundial de la Salud, declaró el 11 de marzo de 2020, como pandemia global al virus SARS-CoV2 (COVID-19) en razón de su capacidad de contagio a la población en general; por su parte, el Consejo de Salubridad General, en la primera sesión extraordinaria del 19 de marzo de 2020, determinó reconocer la epidemia de enfermedad en México, como una enfermedad grave de atención prioritaria y estableció las medidas necesarias para la prevención y control de la epidemia y se constituyó en sesión permanente en su carácter de autoridad sanitaria.

Ante tal situación, el 25 de marzo de 2020, esta Secretaría publicó, en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el "ACUERDO por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Secretaría de Energía, como medida de prevención y combate de la propagación del COVID-19", mediante el cual por causa de fuerza mayor,



de manera fundada y motivada, suspendió los plazos y términos de los actos y procedimientos seguidos ante sus unidades administrativas, respecto de los asuntos de su competencia, establecidos en las disposiciones jurídicas aplicables.

En ese sentido, conforme a lo dispuesto por el artículo primero del Acuerdo señalado en el párrafo anterior, así como las modificaciones publicadas en el DOF el 17 y 30 de abril, y 29 de mayo del 2020, el periodo de suspensión de referencia comprende del 25 de marzo de 2020 y hasta que la autoridad sanitaria determine que no existe un riesgo epidemiológico relacionado con la apertura, de manera gradual, cauta y ordenada, de las actividades relacionadas con la Administración Pública Federal, por lo que los días comprendidos en el periodo anterior se consideraron inhábiles para todos los efectos legales.

Dado lo anterior y en un esfuerzo conjunto de continuar de manera ordenada y cauta con la planeación de las actividades del sector hidrocarburos, el 20 de julio del 2020, la SENER recibió de la CNH la propuesta de Plan Quinquenal. La SENER evaluó técnicamente la propuesta y realizó los ajustes procedentes y, como resultado de lo anterior, se emitió el "Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024".



3 SITUACIÓN ACTUAL

En esta sección se presenta un resumen del estado actualizado a junio 2022 de las áreas a considerar para la propuesta de la Evaluación del Plan Quinquenal, donde se contemplan 413 Asignaciones, 109 CEE y 95 ARES vigentes, así como las 5 Zonas de Salvaguarda y Áreas Naturales Protegidas (ANP)³.

Un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de PEMEX con el objetivo de servir como palanca de desarrollo nacional, así como estabilizar e incrementar la producción de petróleo crudo dada una severa declinación histórica, la cual inició desde 2004; asimismo, la legislación actual, prevé que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México se llevan a cabo mediante Asignaciones a PEMEX y a través de CEE con las EPE o con particulares.

La SENER adopta firmemente el compromiso de llevar a cabo los procedimientos de consulta previa, libre e informada a comunidades y pueblos indígenas, en aquellas áreas donde se considerará desarrollar proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, en coordinación con la SEGOB, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas, la ASEA, la CNH y los Gobiernos Estatales, con el objetivo de alcanzar acuerdos y obtener el consentimiento de las comunidades, en cumplimiento a lo dispuesto en la Constitución, la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, así como al Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo sobre Pueblos Indígenas y Tribales.

3.1 ZONAS DE SALVAGUARDA Y ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS

A junio de 2022, en el país existen 5 Zonas de Salvaguarda en 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 DOF los decretos por los cuales se establecieron las Zonas de Salvaguarda que se mencionan a continuación:

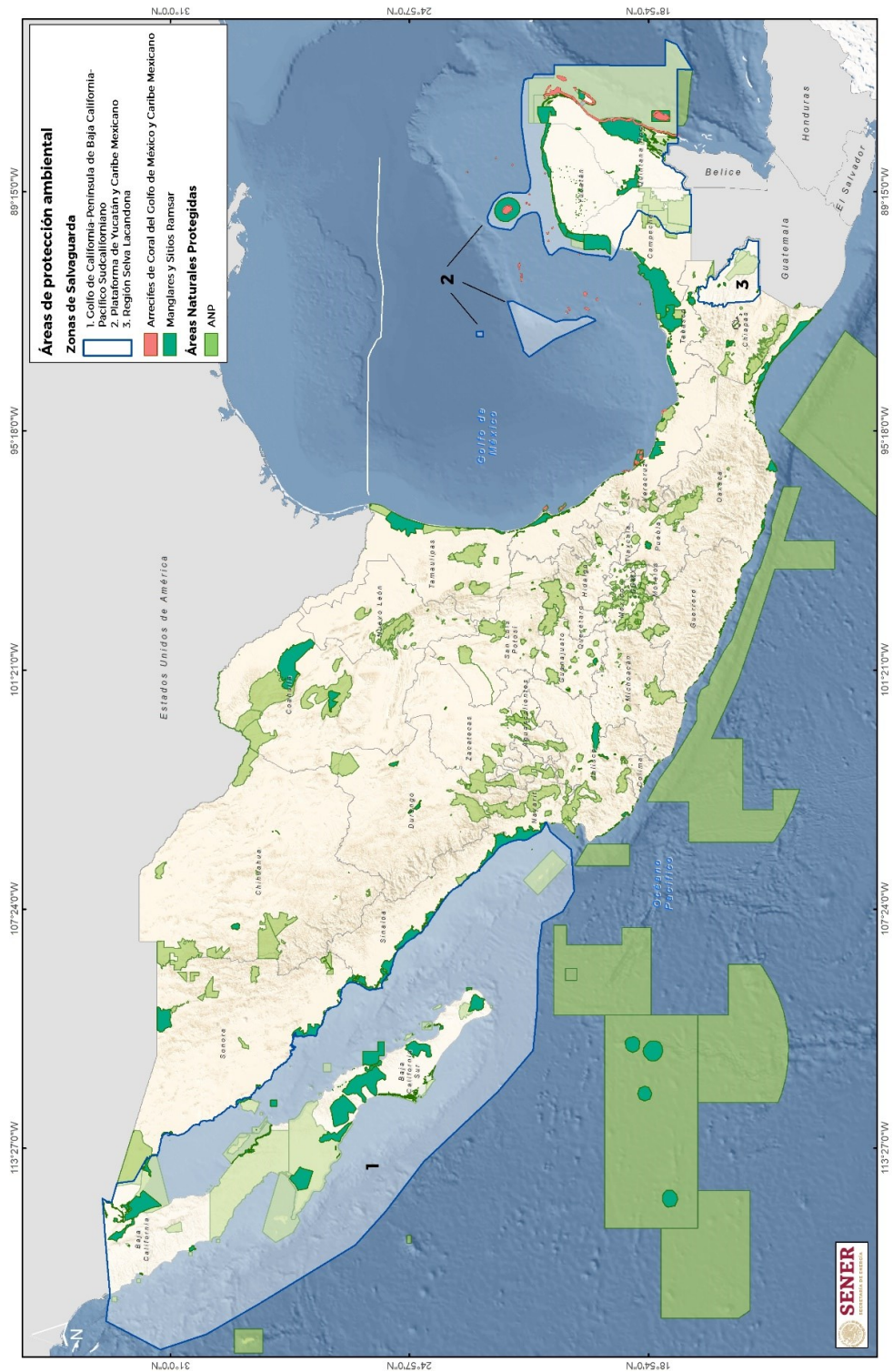
- Manglares y Sitios Ramsar
- Región Selva Lacandona
- Plataforma de Yucatán y Caribe Mexicano
- Arrecifes de Coral del Golfo de México y Caribe Mexicano
- Golfo de California, Península de Baja California y Pacífico Sudcaliforniano

En este sentido, el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 excluye las 5 regiones que forman parte de las Zonas de Salvaguarda, las ANP, divididas en 182 Federales y 410 Estatales, en donde no se deben realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a pesar de contener recursos (FIGURA 2).

³ Áreas Naturales Protegidas decretadas, CONANP. Consultada en junio de 2022.



FIGURA 2. ZONAS DE EXCLUSIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUOS EN ZONAS DE SALVAGUARDA Y ANP



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



3.2 ASIGNACIONES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

Con motivo del otorgamiento de 64 Asignaciones a PEMEX en agosto de 2019, así como nuevos otorgamientos en el periodo 2020 - 2021, el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 se actualiza respecto de las Asignaciones vigentes a junio 2022, considerando el nuevo alcance de los derechos concedidos a la EPE para los recursos petroleros ubicados en estas áreas.

Dentro de las principales estrategias de PEMEX se considera incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas contiguas o aledañas a campos en producción, donde PEMEX evaluó la factibilidad de solicitar 18 áreas para realizar actividades de exploración en las Cuencas de Tampico-Misantla, de Veracruz, Istmo y Macuspana; en virtud de lo cual el 28 de octubre de 2020 la Secretaría de Energía otorgó 3 nuevas áreas a PEMEX, adicionalmente el 29 de marzo de 2021 se otorgaron 15 nuevas Asignaciones en aras de fortalecer la cartera exploratoria y cumplir con las metas de incorporación de reservas establecidas en su Plan de Negocios 2021-2025.

La FIGURA 3 muestra la localización de las 413 Asignaciones vigentes a junio de 2022, de las cuales 80 se ubican en Aguas Someras, 18 en Aguas Profundas y 315 en Terrestres. En estas Asignaciones PEMEX ha demostrado tener un buen desempeño a nivel internacional. PEMEX tiene asignado en una superficie de 111,153.4 km², reservas 1P de 6,772.7 MMbpce, 2P de 12,249.0 MMbpce⁴ y 3P de 17,795.3 MMbpce, y recursos prospectivos por 14,585.4 MMbpce (TABLA 1), es decir el 81.5% de las reservas 2P y 12.9% del total nacional de recursos prospectivos.

TABLA 1. RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO ASIGNADOS A PEMEX⁵

| TIPO DE ASIGNACIÓN | NÚMERO | SUPERFICIE (km ²) | RESERVAS 2P (MMbpce) | RECURSOS PROSPECTIVOS (MMbpce) |
|--------------------------|--------|-------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Extracción | 268 | 14,772.0 | 9,320.0 | - |
| Exploración y Extracción | 100 | 93,940.7 | 2,216.6 | 14,585.4 |
| Resguardo | 45 | 2,440.7 | 712.4 | - |
| Total | 413 | 111,153.4 | 12,249.0 | 14,585.4 |

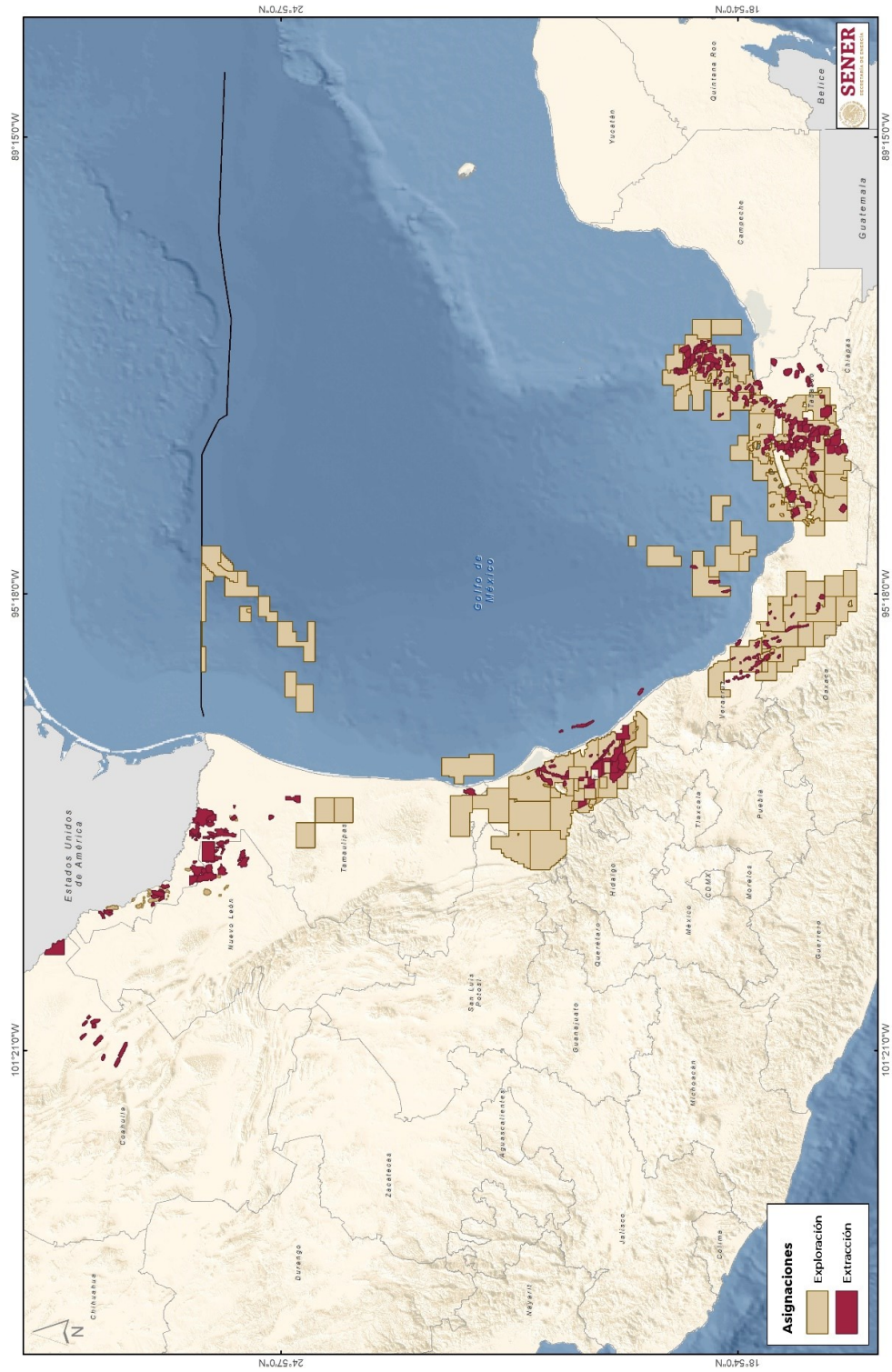
FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

⁴ Cuantificación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022, CNH.

⁵ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



FIGURA 3. ASIGNACIONES VIGENTES DE PEMEX



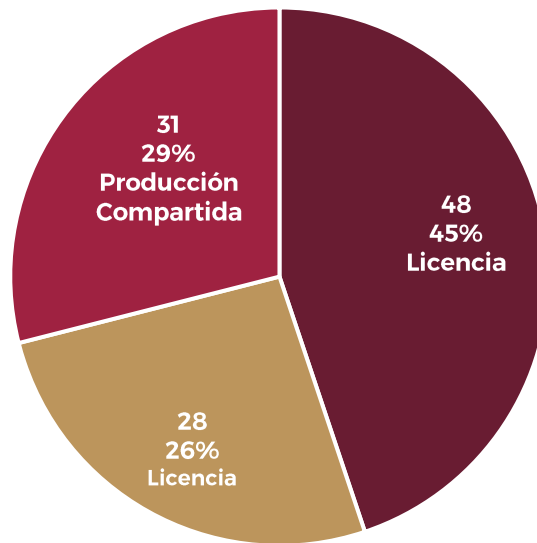
FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



3.3 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN

Con la conclusión de 9 licitaciones públicas internacionales divididas en 3 Rondas, originalmente se adjudicaron 38 Áreas Contractuales en la Ronda 1, 50 Áreas Contractuales en la Ronda 2, 16 Áreas Contractuales en la Ronda 3, y 3 Asociaciones (Trión, Ogarrio y Cárdenas-Mora), mismas que se encuentran distribuidas en 3 ubicaciones como muestra la FIGURA 4; 31 bajo la modalidad de Producción Compartida y 76 de Licencia.

FIGURA 4. UBICACIÓN DE LOS CEE ADJUDICADOS



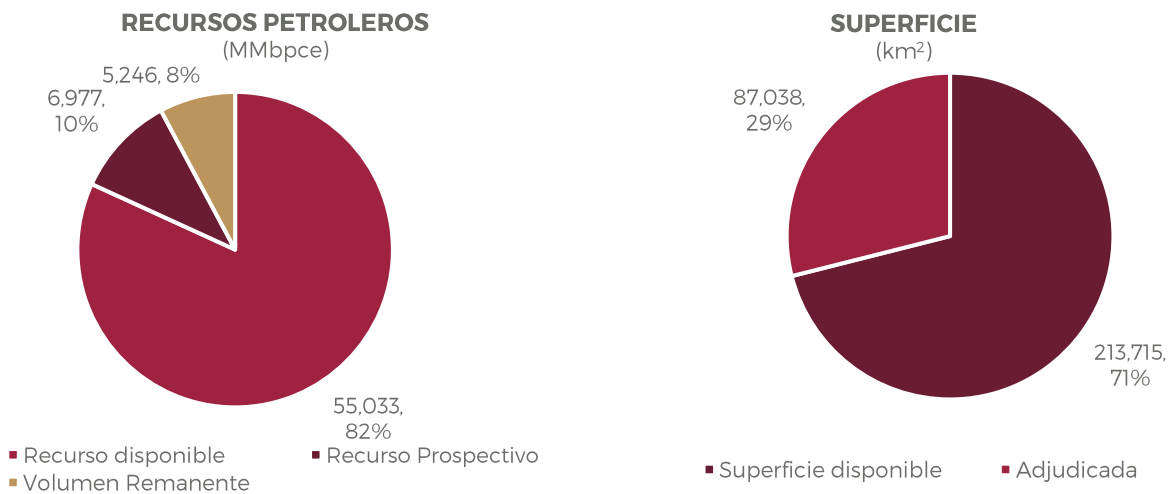
■ **Terrestres**
 ■ **Aguas Profundas**
 ■ **Aguas Someras**

FUENTE: Cifras relevantes, junio 2022, <https://rondasmexico.gob.mx/esp/cifras-relevantes/>.

Lo anterior, resultó en la adjudicación mediante CEE de 6,977 MMbpce en recursos prospectivos, 5,246 MMbpce en volumen remanente⁶, en una superficie de 87,038 km² (FIGURA 5 y FIGURA 6).

⁶ Recursos prospectivos y volumen remanente al 1 de enero de 2022, CNH.



FIGURA 5. ADJUDICACIONES DE LAS ÁREAS ESTABLECIDAS EN EL PLAN QUINQUENAL 2015-2019


FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

Hasta junio 2022, se encuentran vigentes 109 CEE, incluyendo 8 migraciones que pasaron de Asignaciones a un esquema de contrato, de los cuales 101 corresponden a Áreas Contractuales y cuentan con 36 campos, en términos de reserva 2P reportadas al 1 de enero de 2022, los contratos de Licencia representan un total de 96.6 MMbpce y los de Producción Compartida 1,296.1 MMbpce. Lo anterior, distribuido en 30 en Aguas Someras, 26 en Aguas Profundas y 45 en Terrestres (TABLA 2).

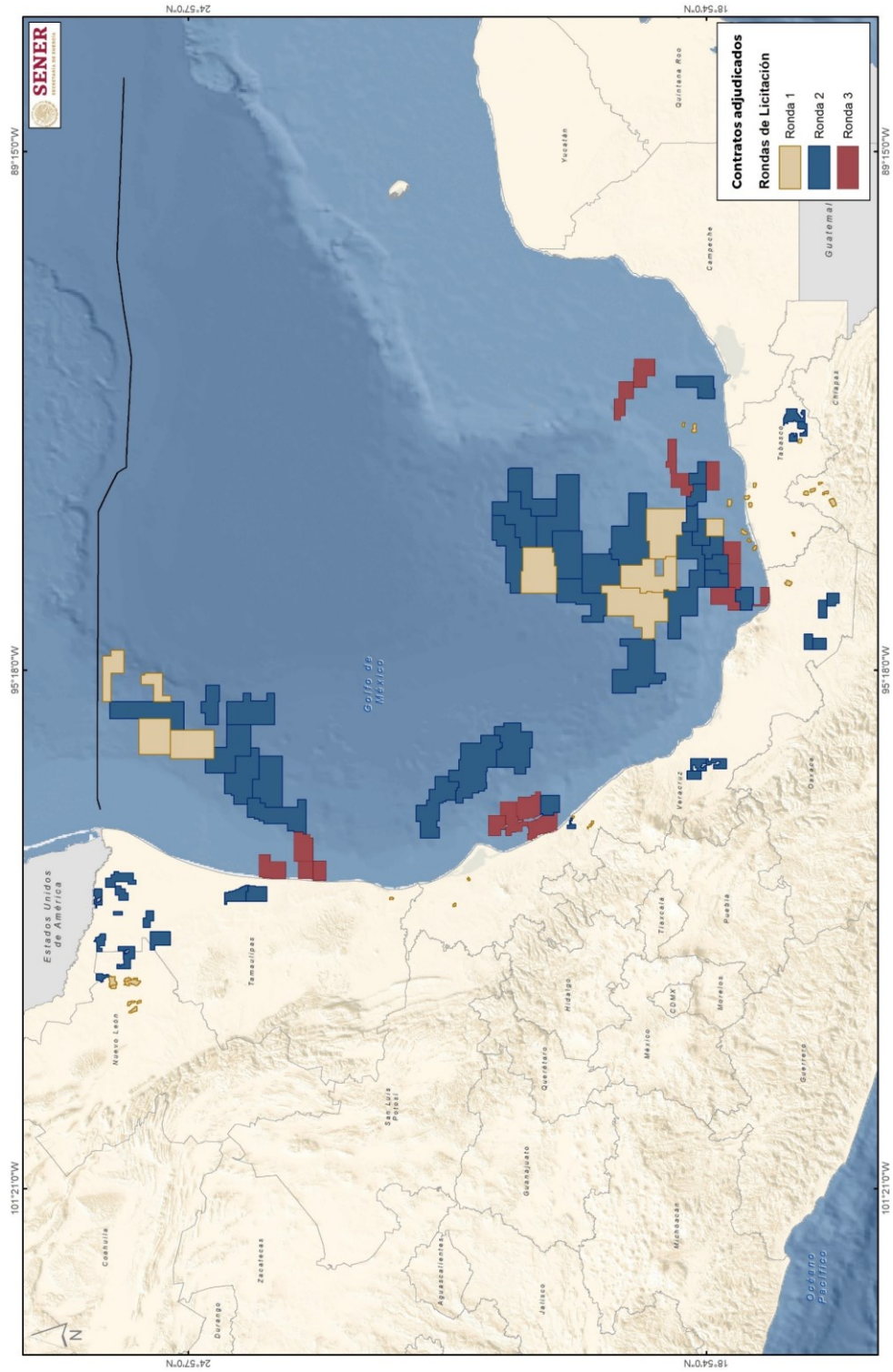
TABLA 2. RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO ADJUDICADOS A LOS CEE

| MODALIDAD DE CONTRATOS | RONDA | NÚMERO DE CAMPOS | RESERVAS 2P (MMbpce) | RECURSOS PROSPECTIVOS (MMbpce) |
|------------------------|-----------|------------------|----------------------|--------------------------------|
| Licencia | Ronda 1.3 | 10 | 54.3 | 119.1 |
| | Ronda 1.4 | - | - | 2,462.9 |
| | Ronda 2.2 | 16 | 12.6 | 256.2 |
| | Ronda 2.3 | 4 | 25.7 | 245.2 |
| | Ronda 2.4 | - | - | 5,269.5 |
| Producción Compartida | Ronda 1.1 | - | - | 51.6 |
| | Ronda 1.2 | 6 | 1,296.1 | 63.3 |
| | Ronda 2.1 | - | - | 1,114.4 |
| | Ronda 3.1 | - | - | 1,405.9 |
| Total | | 36 | 1,388.7 | 10,988.1 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



FIGURA 6. UBICACIÓN DE LOS CEE ADJUDICADOS



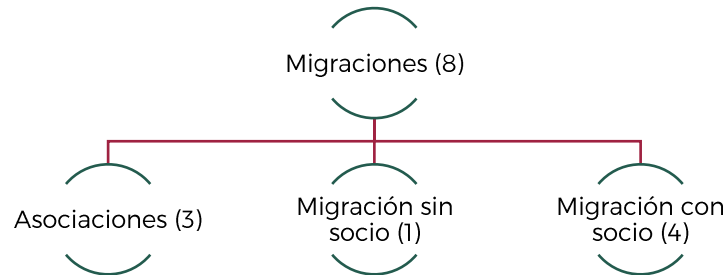
FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



3.4 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADOS DE MIGRACIONES

La migración es el procedimiento para convertir los derechos otorgados a PEMEX en un Título de Asignación a un CEE. En la FIGURA 7 se muestra como ha sido la distribución de los distintos tipos de migraciones en los que PEMEX ha celebrado alianzas o Asociaciones con particulares.

FIGURA 7. TIPO DE MIGRACIONES Y SU DISTRIBUCIÓN REALIZADAS EN PEMEX



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

Durante el periodo 2016-2018, derivado de los procedimientos de migración, se llevaron a cabo 6 licitaciones públicas bajo la modalidad de Asociaciones con PEMEX, donde se adjudicaron los campos Cárdenas-Mora, Ogarrío y Trión, pronosticando recuperar una producción de 630 MMbpce. Se tienen 4 migraciones vigentes a junio 2022 con socio provenientes de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) o Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), los cuales fueron originalmente licitados y suscritos previos a la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos; para realizar actividades petroleras en los campos Miquetla, Santuario-El Golpe, Misión y Ébano. La única migración sin socio corresponde al campo Ek-Balam. La FIGURA 8, muestra la ubicación y distribución de las migraciones.

Mientras que los CEE provenientes de las 8 migraciones cuentan con 36 campos, en términos de reserva 2P al 1 de enero de 2022, los contratos de Licencia representan un total de 256.0 MMbpce y los de Producción Compartida 549.3 MMbpce. Lo anterior, distribuido en 8 Contratos, de los cuales uno en Aguas Someras, uno en Aguas Profundas y 6 en Terrestres (TABLA 3).

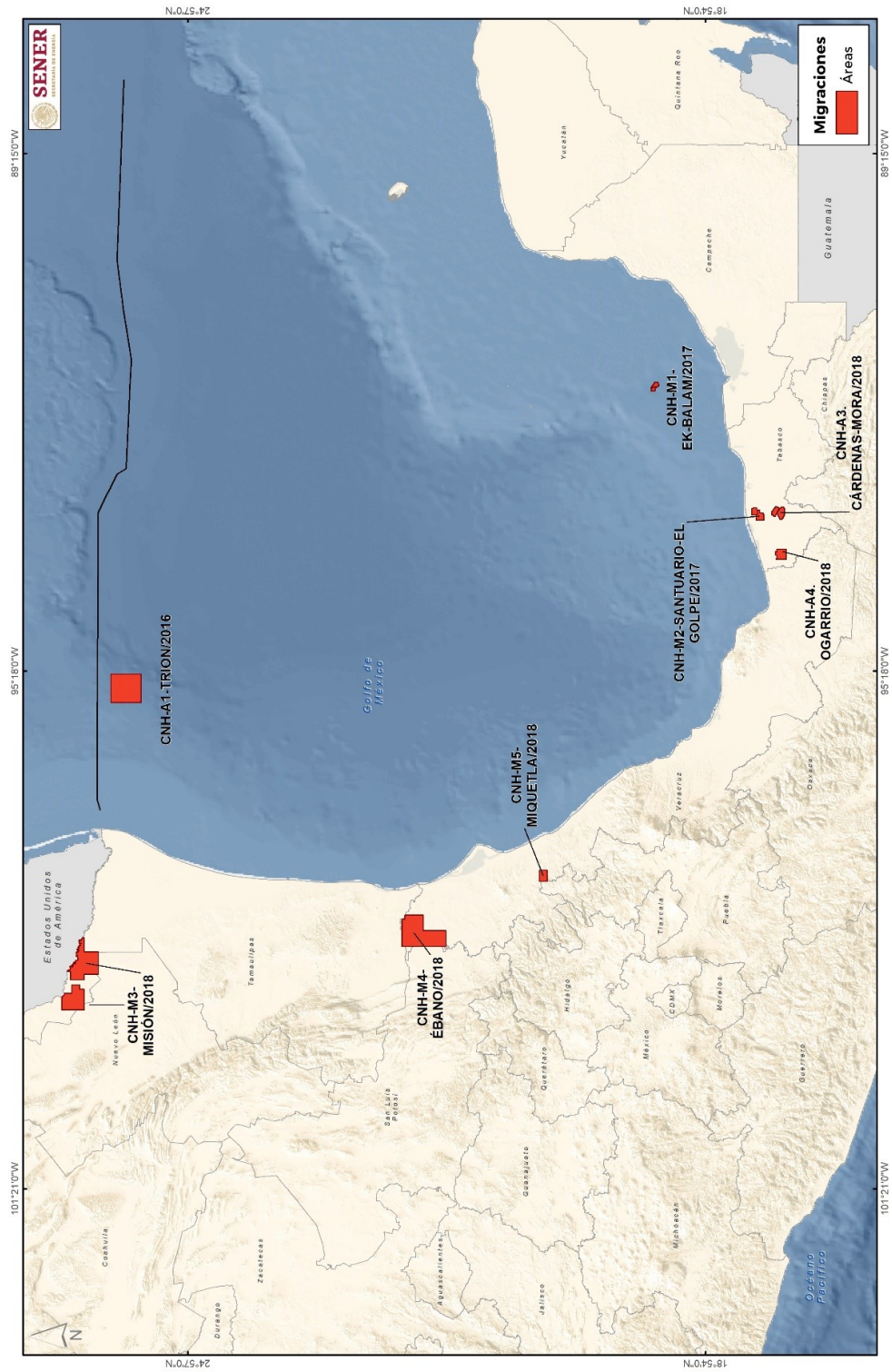
TABLA 3. RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO ADJUDICADOS A MIGRACIONES

| MODALIDAD DE CONTRATOS | MIGRACIÓN/ASOCIACIÓN | NÚMERO DE CAMPOS | RESERVAS 2P (MMbpce) | RECURSOS PROSPECTIVOS (MMbpce) |
|------------------------|----------------------|------------------|----------------------|--------------------------------|
| Licencia | Asociación | 3 | 91.0 | 272.8 |
| | Migración con socio | 4 | 165.0 | 4.9 |
| Producción Compartida | Migración sin socio | 2 | 304.7 | - |
| | Migración con socio | 27 | 244.6 | 203.5 |
| Total | | 36 | 805.3 | 481.2 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



FIGURA 8. UBICACIÓN DE CEE PROVENIENTES DE MIGRACIONES



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

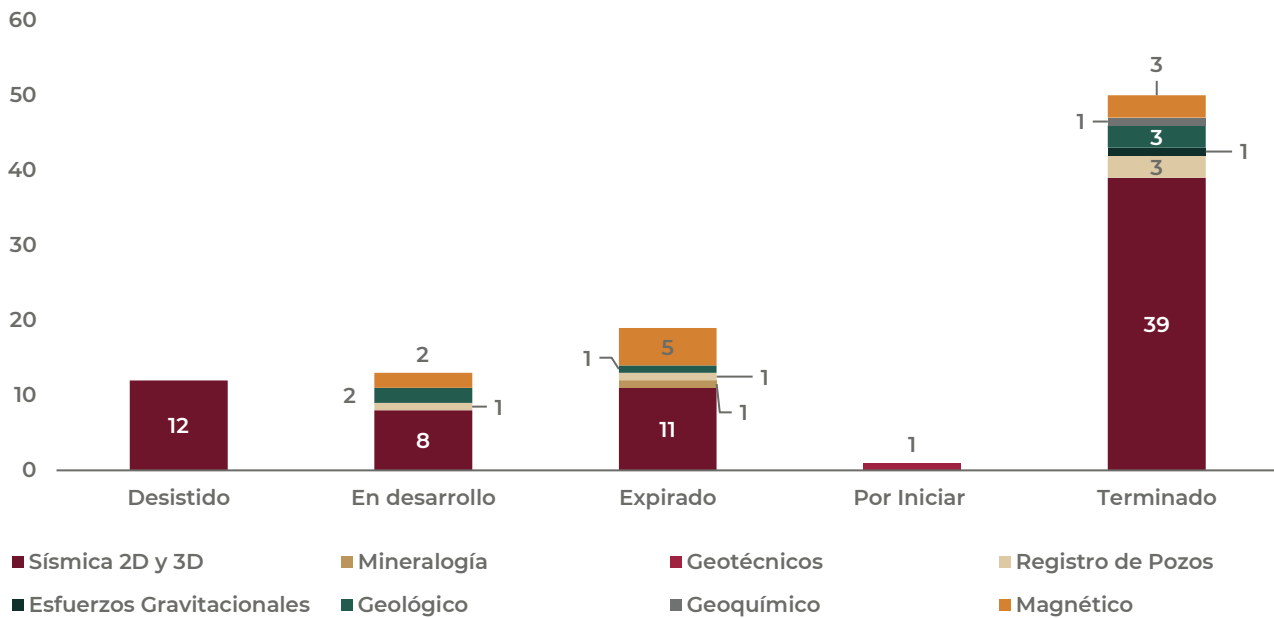


3.5 AUTORIZACIONES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIALES (ARES)

Las ARES son estudios realizados sobre la superficie del mar o tierra, con el objetivo de localizar la posible existencia de hidrocarburos en el subsuelo que pueden ser solicitadas por particulares o las EPE sin otorgar exclusividad o derechos sobre el área de estudio. Las ARES deben ser autorizadas por la CNH en términos de los artículos 37, 38, 39 y 40 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 6 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, así como de la regulación emitida por la propia CNH.

Al 12 de mayo de 2022, la CNH ha autorizado 95 proyectos a 24 compañías para desarrollar trabajos de adquisición y reproceso sísmico, estudios magnéticos, geoquímicos, de mineralogía y esfuerzos gravitacionales, así como registros de pozos⁷ (FIGURA 9 y FIGURA 10).

FIGURA 9. ESTADO QUE GUARDAN LAS ARES AUTORIZADAS POR LA CNH

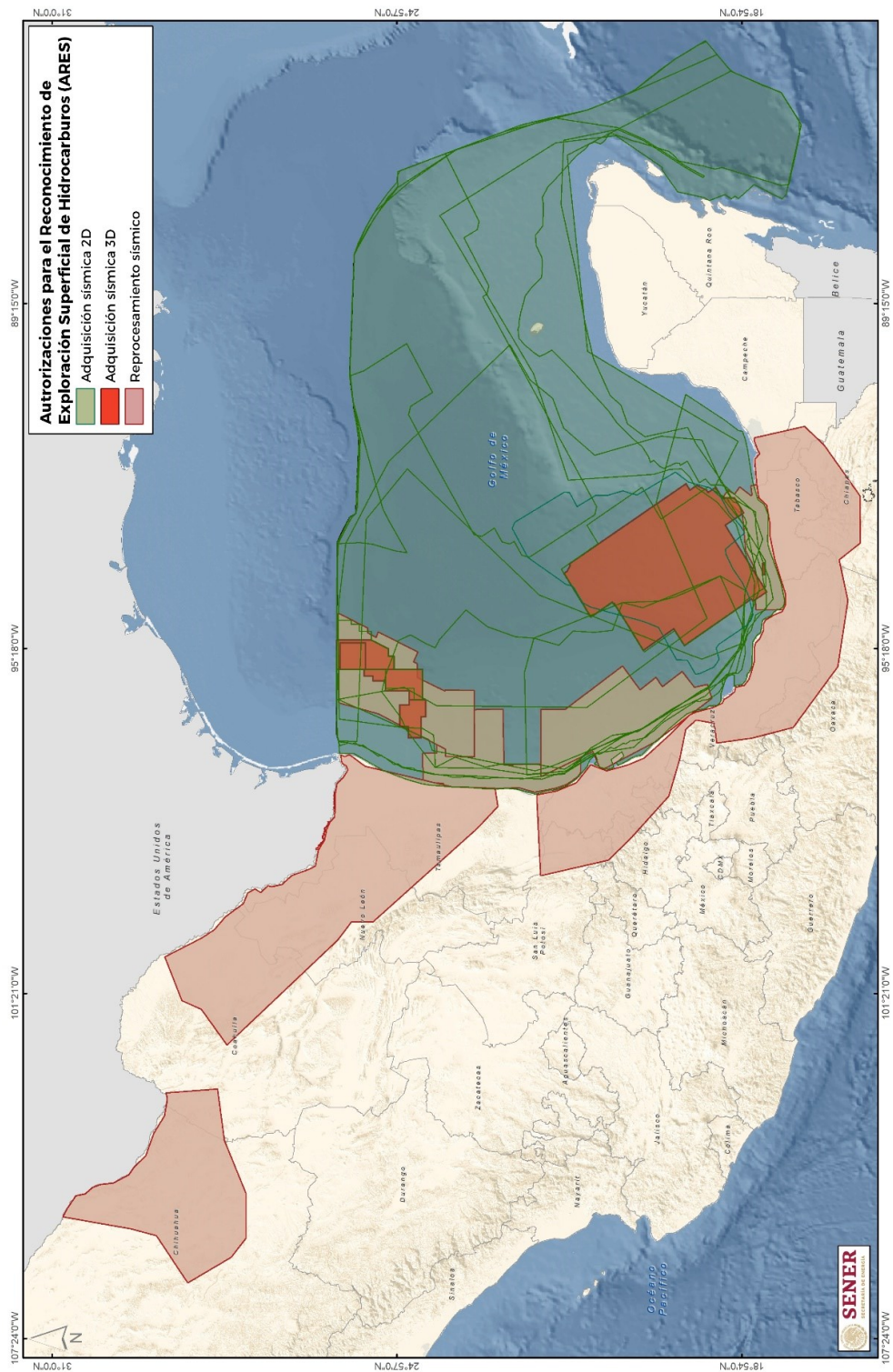


FUENTE: SENER con información de la CNH al 12 de mayo 2022, consultada en junio 2022, <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>.

⁷ CNH, ARES Otorgadas, consultado en junio de 2022. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>



FIGURA 10. ARES OTORGADAS POR LA CNH



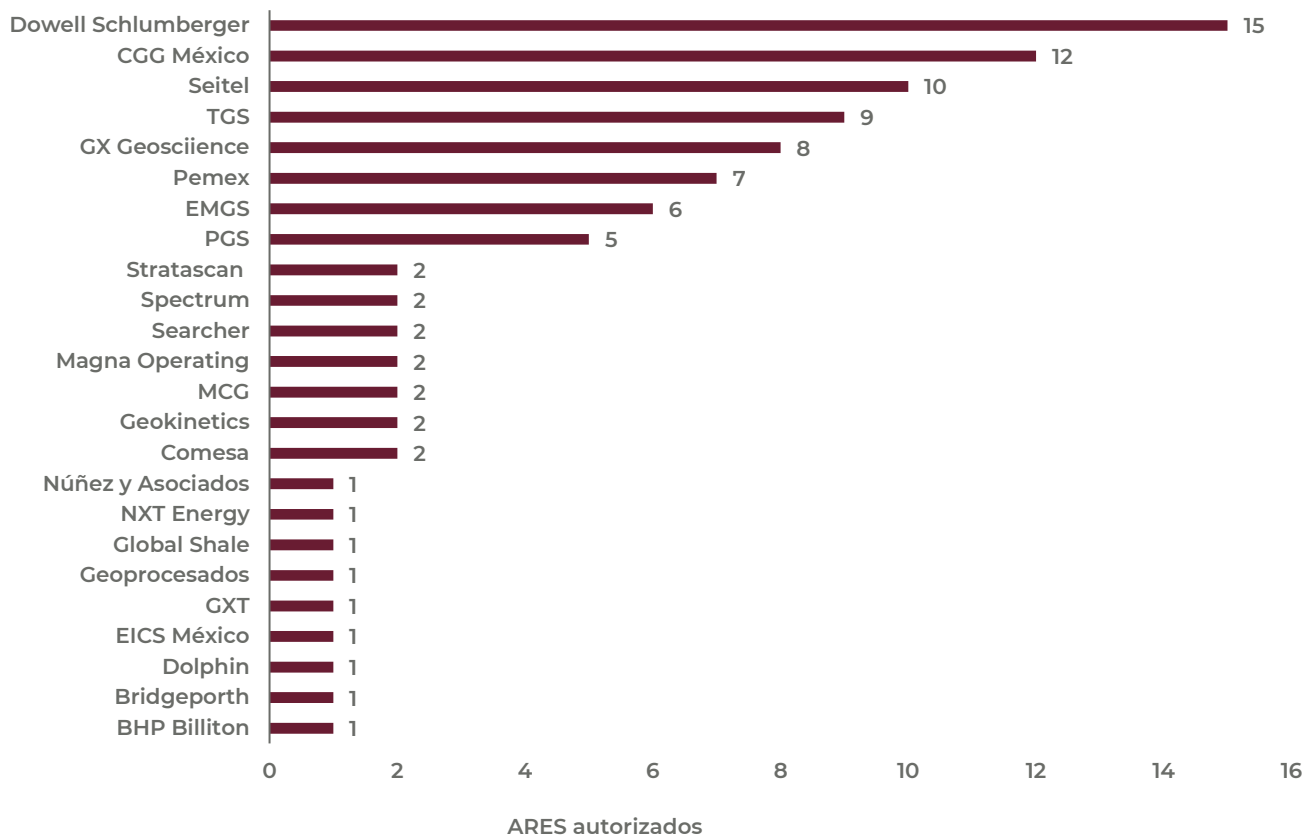
FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



La posibilidad de solicitar una ARES detonó la adquisición de información sísmica en el Golfo de México. En el periodo comprendido entre 2015-2019⁸ se triplicó el acervo de información sísmica 2D del país con la adquisición de 332 mil km de líneas sísmicas al cierre de 2018, al cierre de junio 2022 no se han realizado actualizaciones.

Las aplicaciones de empresas para obtener una ARES (FIGURA 11) han sido principalmente enfocadas a la adquisición o reprocesamiento de información sísmica, de las 24 empresas autorizadas, 15 de ellas han optado por la solicitud de dichas autorizaciones y 2 para la adquisición de datos gradiométricos. En los estudios de esfuerzos gravimétricos, magnéticos, mineralógicos, geológicos, geotécnicos, registro de pozos y geoquímicos, solamente tienen aplicación de una empresa cada uno; hasta el 30 de junio de 2022 la CNH ha recibido 317 Avisos de Inicio correspondientes a 141 proyectos del Asignatario y 176 proyectos de contratistas.

FIGURA 11. EMPRESAS AUTORIZADAS PARA RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL



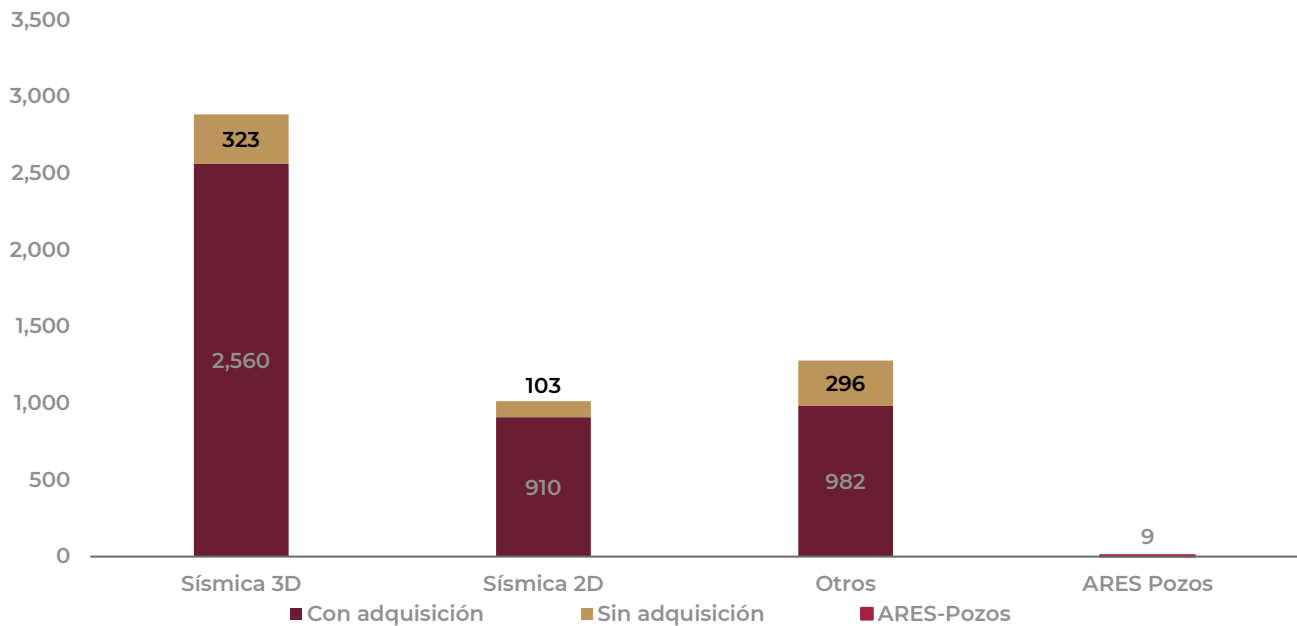
FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022., <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>.

Toda la actividad en ARES se traduce en inversión y oportunidades de negocio para la industria petrolera nacional. De acuerdo con datos de la CNH, la inversión ejercida desde 2015 hasta marzo consultado en junio 2022 en ARES ascendió a 5,183 MMUSD (FIGURA 12 y FIGURA 13).

⁸ CNH, Reporte ARES actualizado al mes de junio de 2022. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/1296/reporte-ares.pdf>



FIGURA 12. INVERSIONES PARA LAS ARES AUTORIZADAS POR LA CNH 2022
 (MMusd)



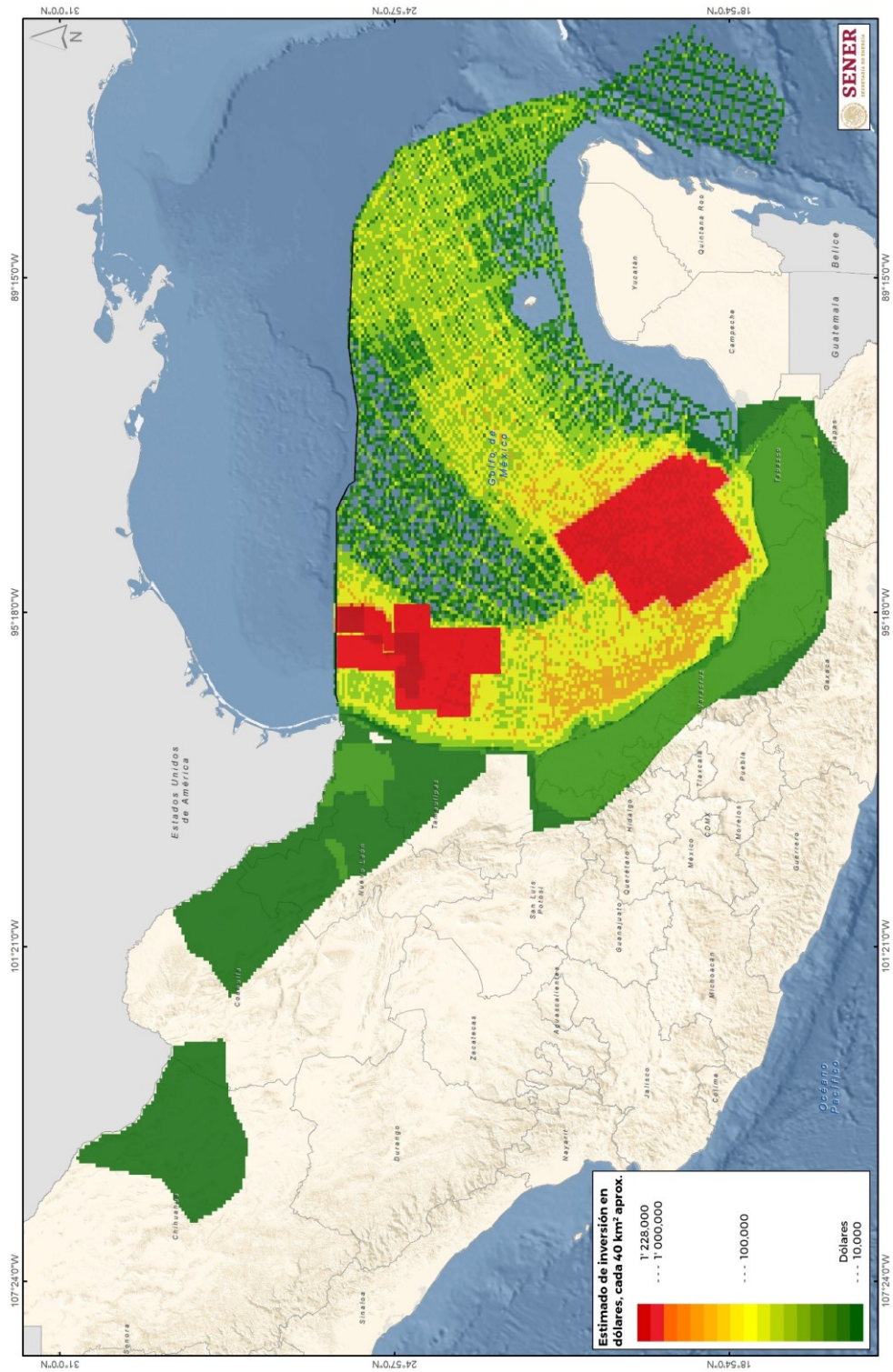
FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En el periodo de 2015-2022, en actividades resultantes de las ARES, el Estado recibió 4,452 MMusd por concepto de adquisición de datos, 721 MMusd por reprocesamiento de información y 9 MMusd sin adquisición de ARES-Pozos (Procesamiento, Reprocesamiento y/o Interpretación de información de pozos, previamente adquirida)⁹.

⁹ CNH Inversiones con información consultada en junio 2022. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5053/valor-de-los-proyectos-ares-y-aprovechamientos-cnih.pdf>



FIGURA 13. INVERSIÓN ESTIMADA EN DÓLARES POR CADA 40 KM² POR CONCEPTO DE ARES PARA ADQUISICIÓN O REPROCESAMIENTO SÍSMICO



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



4 RECURSOS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

En este capítulo se presenta un resumen de la información más relevante acerca de los recursos petroleros de la República Mexicana. 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 asociados a las mismas y, finalmente, se muestra su distribución geográfica, con el objeto de precisar los recursos con los que cuenta el país.

En México, la clasificación de los hidrocarburos considera los volúmenes descubiertos o no descubiertos (convencionales y no convencionales¹⁰), y la producción acumulada. La metodología que se utiliza para la evaluación de recursos petroleros en México sigue las normas establecidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*. A esta clasificación se le denomina *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

La CNH es el órgano regulador responsable de la cuantificación, evaluación y consolidación de las reservas de hidrocarburos de México. El 20 de diciembre de 2017, se publicaron en el DOF¹¹ los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, mismos que se modificaron el 16 de julio de 2019 y 31 de mayo de 2022. La FIGURA 14 muestra la clasificación de los recursos petroleros.

FIGURA 14. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS

| | | | | | |
|--|------------------------------|----------------------|---------------------|----|----|
| PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EN SITIO (PIIP) | PIIP DESCUBIERTO | PRODUCCIÓN | | | |
| | | COMERCIAL | RESERVAS | | |
| | | | 1P | 2P | 3P |
| | | SUB-COMERCIAL | CONTINGENTES | | |
| | 1C | | 2C | 3C | |
| | NO RECUPERABLE | | | | |
| PIIP NO DESCUBIERTO | RECURSOS PROSPECTIVOS | | | | |
| | 1U | 2U | 3U | | |
| | NO RECUPERABLE | | | | |

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

¹⁰ 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.

¹¹ 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 en junio de 2022.



Siguiendo la metodología y de acuerdo con la práctica internacional, la legislación mexicana permite a los contratistas, ejercer su derecho de reportar estos volúmenes para fines contables y financieros únicamente, en los términos del artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos.

4.1 PROVINCIAS GEOLÓGICAS 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, 14 se definen como Provincias Petroleras (FIGURA 15), y de estas, 12 cuentan con sistemas petroleros activos, que se describen a continuación:

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

Los descubrimientos de gas seco en la Provincia Sabinas-Burro-Picachos iniciaron en 1972, dicha provincia se constituye principalmente por rocas sedimentarias del Mesozoico, las cuales producen en su mayoría gas seco; las rocas del Jurásico Superior (Fm La Casita) cuenta con las más altas concentraciones de carbono orgánico total (COT) reportadas (1.0-6.0%) y por último las capas del Cretácico Superior (Fm. Eagle Ford), de las cuales, las Formaciones La Casita (área de Sabinas), Eagle Ford y Tithoniano (áreas Sabinas y Burro-Picachos) y Turoniano son las rocas generadoras.

2.- Burgos: es la principal productora de gas no asociado. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcareas 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.

En esta cuenca se encuentran dos de los objetivos prospectivos de lutitas de México: el Cretácico (Turoniano) con la Fm Agua Nueva y el Jurásico-Tithoniano con la Fm Pimienta. En México el equivalente productivo de la Fm Eagle Ford es la Fm Agua Nueva, mientras que la Fm Pimienta se correlaciona con la lutita de Haynesville de la cuenca del Este de Texas.

La Fm Agua Nueva se encuentra en la ventana generadora de aceite y gas, con un COT de 1.0-3.0% y un kerógeno tipo II, mientras que la Fm Pimienta productora de gas húmedo y gas seco tiene un COT entre 1.0-5.5% y el tipo de kerógeno es II-III.

3.- Tampico-Misantla: Es productora principalmente de aceite y la columna sedimentaria está constituida por rocas predominantemente carbonatadas a nivel Mesozoico y siliciclásticos en el Paleógeno-Neógeno, alcanzando espesores de 6-7 km.

Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano (Fm Santiago, contiene kerógeno tipo I, II y III), Kimmeridgiano (Fm Tamán, contiene kerógeno tipo II) y Tithoniano (Fm Pimienta, contiene kerógeno tipo II), siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio (Fm Cahuassas, Fm Huehuetepic y Fm Tepexic), calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud



arrecifal del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior (Fm Agua Nueva, la cual contiene predominantemente kerógeno tipo II) y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructural, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento.

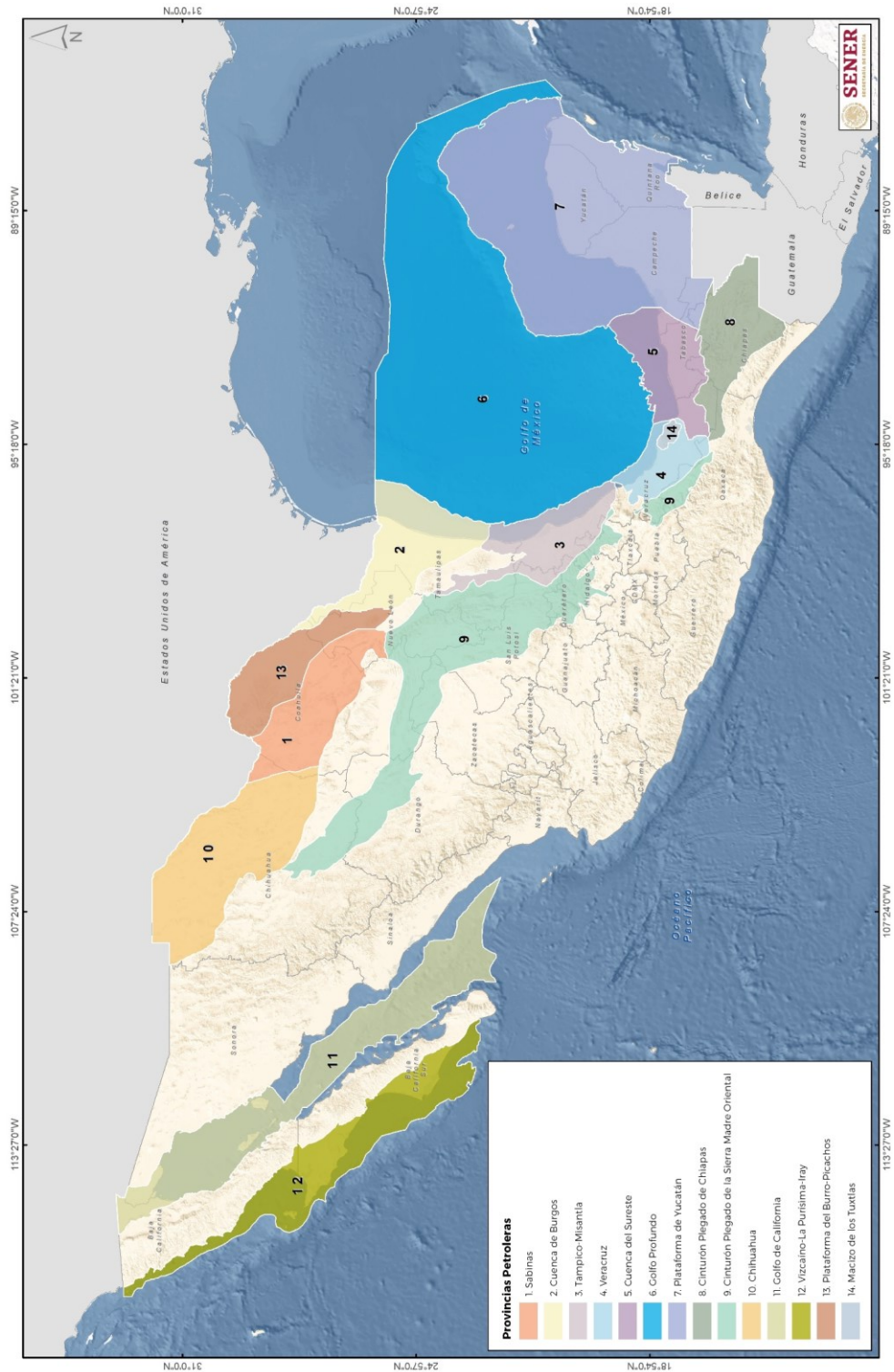
4.- Veracruz: Es productora principalmente de gas y aceite en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno Superior. La riqueza y la calidad de estas rocas las confirman como rocas generadoras de aceite y gas, mientras que las lutitas del Mioceno Superior se clasifican como rocas biogénicas de fuente de gas. Las rocas almacenadoras son principalmente siliciclastos del Eoceno y Mioceno, así como calizas del Cretácico Medio-Superior. Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales compuestas de anticlinales fallados, generando bloques escalonados limitados por fallas inversas neógenas y laramídicas

Las actividades de exploración en la cuenca de Veracruz se han centrado en la zona costera, donde se han perforado más de 900 pozos. Todas estas actividades han contribuido al descubrimiento, evaluación y producción de campos de petróleo y gas en rocas del Cenozoico y del frente tectónico compuesto por calizas del Cretácico.

5.- Cuencas del Sureste: Es la productora de aceite más importante del país. En esta cuenca se han reconocido cinco horizontes generadores principales; sin embargo, el de mayor importancia corresponde a las calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano (Formaciones Edzna y Chinameca) las cuales contienen kerógeno tipo I y II principalmente y su distribución es 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.



FIGURA 15. PROVINCIAS PETROLERAS DE LA REPÚBLICA MEXICANA



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



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 Trión-1, Supremus-1, Maximino-1 y por último con el pozo Nobilis-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas. Los campos más importantes de esta última son Lakach, Noxal, Lalail, Kunah, Piklis, Nat y Hem. Por su parte, en el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite extrapesado 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 Fm 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 carbonatadas-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 junio 2022 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 junio 2022 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 Fm Valle del Cretácico Superior. Las trampas son principalmente estratigráficas y combinadas, son acuñamientos arenosos contra altos de basamento. A junio 2022 no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y no existe estimación de recursos potenciales.

De estas provincias petroleras, las Cuencas del Sureste y la de Tampico-Misantla cuentan con los recursos más prometedores para el desarrollo del sector.



4.2 RECURSOS PETROLEROS

El grado de evaluación de los recursos prospectivos tanto convencionales como no convencionales permite distinguir entre volúmenes documentados y no documentados de hidrocarburos:

- Volumen documentado. - 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.
- Volumen no documentado. - A partir de inferencias obtenidas por técnicas geoestadísticas (geología, geofísica y estadística aplicada), 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 los recursos prospectivos no convencionales de hidrocarburos corresponden a volúmenes no documentados cercanos a 64,224.5 MMbpce, en tanto que para recursos convencionales son volúmenes documentados del orden de 48,722.0 MMbpce¹². Derivado de lo anterior, la Nación aún cuenta con un gran potencial petrolero, que a través de las actividades de exploración y extracción pudieran traducirse en reservas y a su vez en producción, y con la política actual se alimente al Sistema Nacional de Refinación (SNR).

De conformidad con la evaluación realizada al 1 de enero de 2022, las reservas totales con las que cuenta el país son 22,160.8 MMbpce en la 3P, 15,023.8 MMbpce de reservas 2P y 8,104.4 MMbpce en 1P (TABLA 4)¹³.

TABLA 4. RESERVAS POR PROVINCIA PETROLERA EN MÉXICO AL 1 DE ENERO DE 2022¹⁴
(MMbpce)

| PROVINCIA PETROLERA / CEE | PRODUCCIÓN ACUMULADA | | RESERVAS PETROLERAS | | |
|------------------------------|----------------------|------|---------------------|----------|----------|
| | VOLUMEN | % | 1P | 2P | 3P |
| Burgos | 2,500.8 | 3.9 | 114.5 | 269.6 | 342.9 |
| Cuencas del Sureste | 51,019.5 | 80.3 | 5,436.2 | 8,388.4 | 11,877.3 |
| Golfo de México Profundo | - | - | 60.3 | 164.7 | 164.7 |
| Sabinas-Burro-Picachos | 87.0 | 0.1 | 1.4 | 3.2 | 6.5 |
| Tampico-Misantla | 6,580.9 | 10.4 | 859.7 | 2,985.9 | 5,201.7 |
| Veracruz | 1,004.6 | 1.6 | 665.5 | 1,322.6 | 2,046.7 |
| CEE | 2,375.9 | 3.7 | 876.8 | 1,889.4 | 2,521.0 |
| Total | 63,568.7 | 100 | 8,104.4 | 15,023.8 | 22,160.8 |

Nota: Las reservas de los CEE, no consideran lo reportado por la migración sin socio.

FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

¹² <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>

¹³ Los datos de recursos petroleros pueden no coincidir con los publicados por la CNH en sus páginas oficiales, por redondeo.

¹⁴ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



En términos generales, en la TABLA 4, tres provincias petroleras sobresalen por su potencial: Cuencas del Sureste, Veracruz y Tampico - Misantla. Las Cuencas del Sureste, han sido históricamente las que mayor producción han aportado, acumulando 51,019.5 MMbpce (80% de la producción total), además, cuentan con el mayor volumen de reservas 3P (77.8% del total).

Los recursos petroleros en Asignaciones confirman el mayor potencial en las dos principales provincias, en primer lugar, a las Cuencas del Sureste con el 63.8% y en segundo a la del Golfo de México Profundo con el 23.2% del total de recursos convencionales prospectivos de 14,585.4 MMbpce (TABLA 5). En relación con los CEE, los recursos prospectivos convencionales se concentran principalmente en la provincia del Golfo de México Profundo con volumen de 8,005.1 MMbpce (TABLA 6).

TABLA 5. RECURSOS PROSPECTIVOS POR PROVINCIA PETROLERA EN ASIGNACIONES AL 1 DE ENERO DE 2022¹⁵
(MMbpce)

| PROVINCIA PETROLERA | RECURSOS PROSPECTIVOS | |
|--------------------------|-----------------------|-------------------|
| | CONVENCIONALES | NO CONVENCIONALES |
| Burgos | 67.5 | 1,463.8 |
| Cuencas del Sureste | 9,309.1 | - |
| Golfo de México Profundo | 3,380.4 | - |
| Tampico-Misantla | 709.4 | 24,034.4 |
| Veracruz | 1,119.0 | 348.9 |
| Total | 14,585.4 | 25,847.1 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

TABLA 6. RECURSOS PROSPECTIVOS POR PROVINCIA PETROLERA EN CEE AL 1 DE ENERO DE 2022¹⁶
(MMbpce)

| PROVINCIA PETROLERA | RECURSOS PROSPECTIVOS | |
|--------------------------|-----------------------|-------------------|
| | CONVENCIONALES | NO CONVENCIONALES |
| Burgos | 352.2 | 126.1 |
| Cuencas del Sureste | 2,385.6 | - |
| Golfo de México Profundo | 8,005.1 | - |
| Tampico-Misantla | 697.6 | 1,383.6 |
| Veracruz | 28.7 | 145.6 |
| Total | 11,469.2 | 1,655.3 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

Las cifras anteriores destacan el potencial en recursos prospectivos con el que cuenta México en las Asignaciones y CEE (TABLA 5 y TABLA 6). La Evaluación se realizó con base en la información derivada de las actividades de exploración y producción de PEMEX y los contratistas, las cuales son reportadas por la CNH. Asimismo, es importante señalar que las cifras pueden no coincidir por redondeo.

En cuanto a lo presentado en esta sección, se puede concluir que la mayor parte de los recursos prospectivos en México son no convencionales, sin embargo, no han sido documentados debido a que se requiere 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.

¹⁵ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

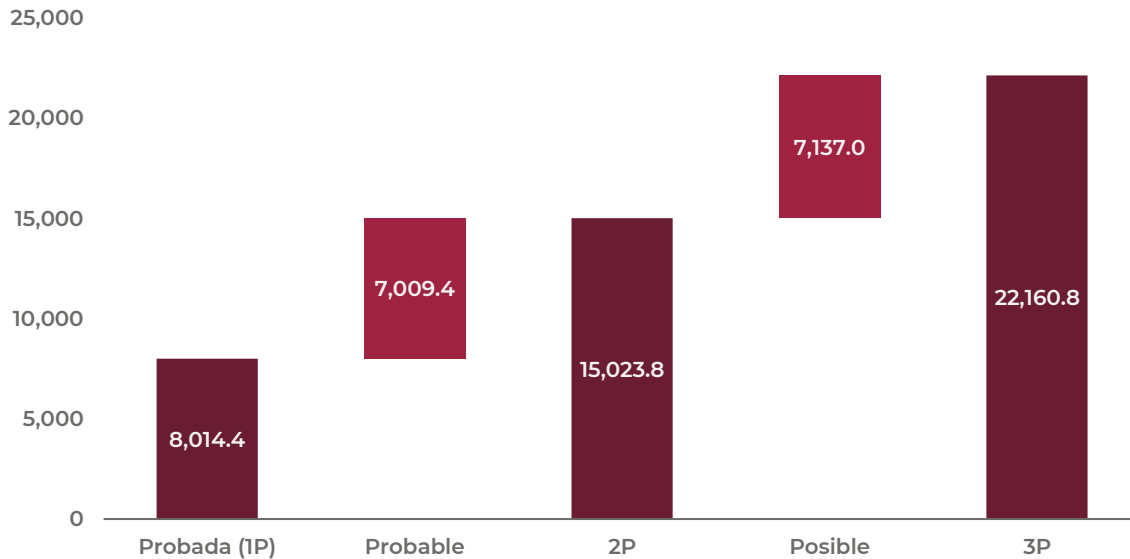
¹⁶ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



4.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2022, México cuenta con reservas totales por 22,160.8 MMbpce, probada de 8,014.4 MMbpce¹⁷, probable por 7,009.4 MMbpce y posible por 7,137.0 MMbpce. Como lo muestra la FIGURA 16, más de la mitad de las reservas (67.8%) se clasifican como reservas 2P.

FIGURA 16. RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO AL 01 DE ENERO DE 2022
(MMbpce)



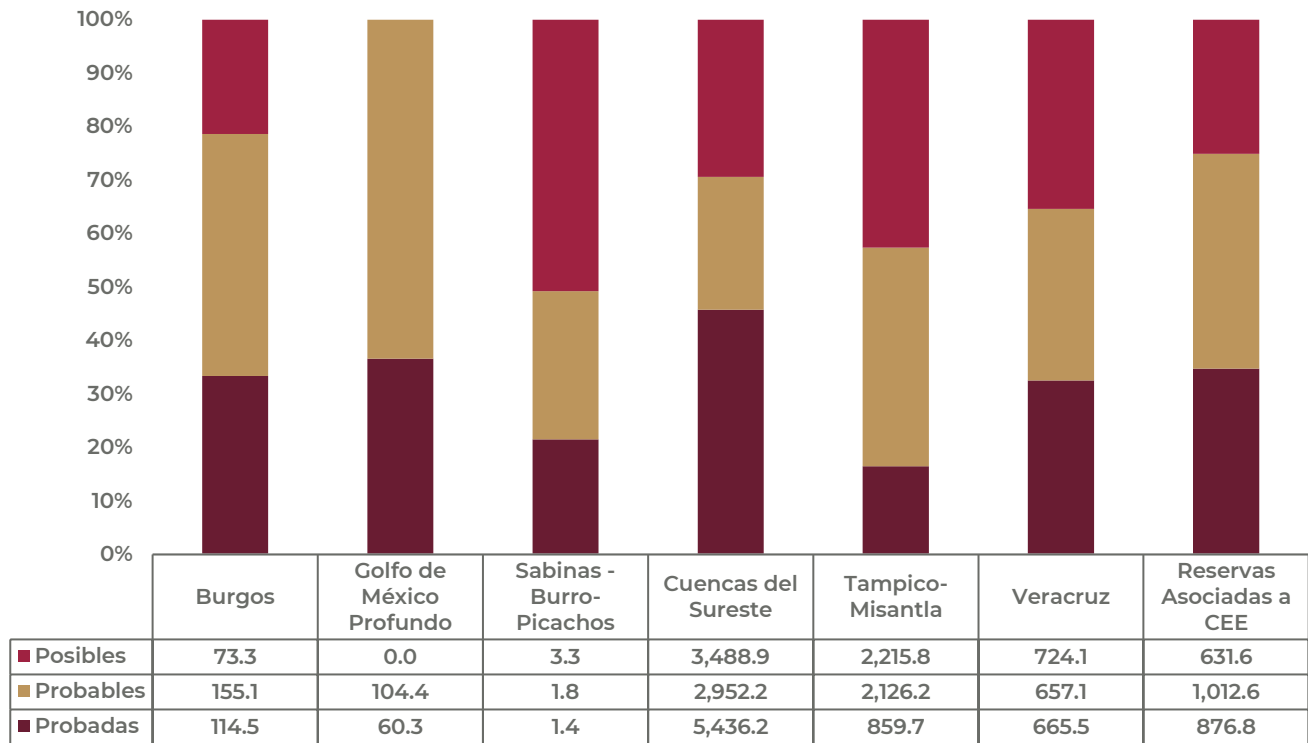
FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

En términos comparativos, entre las provincias petroleras (FIGURA 17) el 78.5% de la reserva probada se concentra en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Estas provincias poseen 72.5% y 79.9% de la reserva probable y la reserva posible, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 22,160.8 MMbpce, la reserva probada equivale al 36.2% (8,014.4 MMbpce), mientras que la reserva probable y la reserva posible son 31.6% (7,009.4 MMbpce) y 32.2% (7,137.0 MMbpce), respectivamente. También se observa que existe un gran potencial para la reclasificación de reservas 3P por medio de una mayor actividad de exploración y extracción.

¹⁷ Reservas al 1 de enero del 2022, CNH.



FIGURA 17. RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO POR PROVINCIA PETROLERA
 (MMbpce)



FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

4.4 VOLUMEN REMANENTE DE HIDROCARBUROS

La evaluación de reservas al 1 de enero de 2022 se realizó considerando el marco normativo vigente, del cual se desprende un indicador que refleja el potencial de hidrocarburos en cada campo, tal indicador es el volumen remanente que se describe en la ECUACIÓN 1.

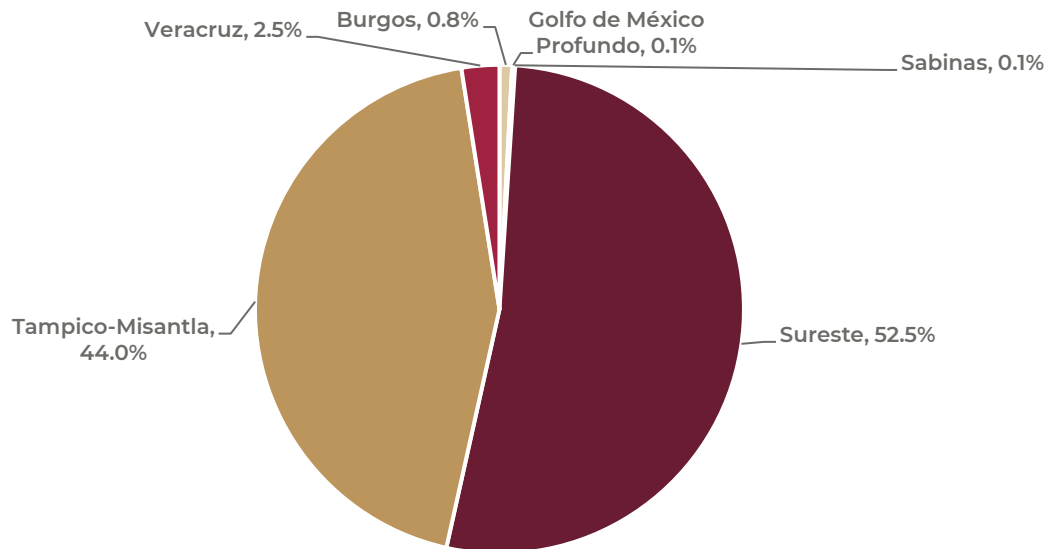
ECUACIÓN 1. VOLUMEN REMANENTE

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

De esta manera, al 1 de enero de 2022, se reportan 200,032.8 MMbpce de volumen remanente para campos en Asignaciones (FIGURA 18), de los cuales 52.5% se concentra en la provincia Cuencas del Sureste. Derivado de los otorgamientos realizados a PEMEX, 18,317 MMbpce de volumen remanente que correspondían áreas del Plan Quinquenal son ahora parte de los derechos de la EPE. En los últimos años PEMEX ha concentrado sus actividades de exploración y extracción en la provincia petrolera Cuencas del Sureste.



FIGURA 18. VOLUMEN REMANENTE DE ASIGNACIONES AL 01 DE ENERO DE 2022



FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

4.5 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 de la ECUACIÓN 2.

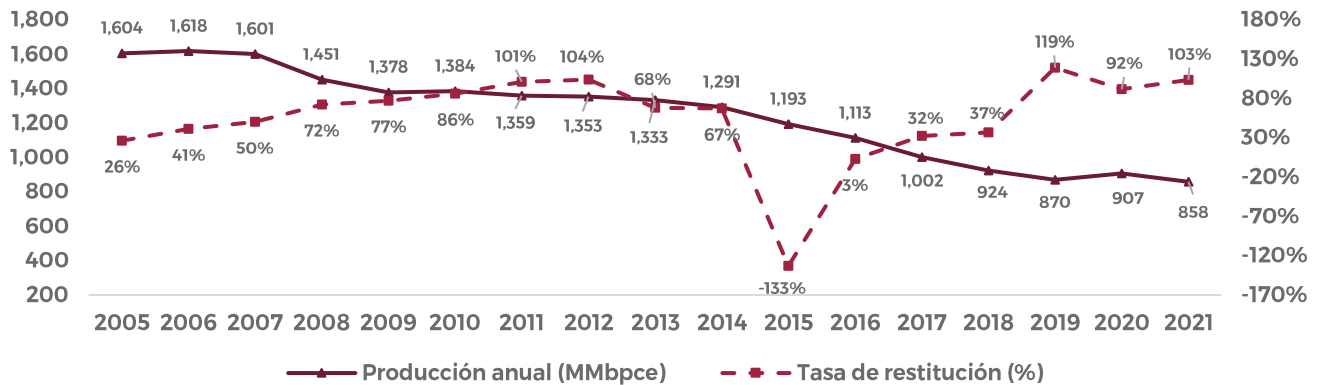
ECUACIÓN 2. RESTITUCIÓN DE RESERVAS

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

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 2021, la producción anual acumulada se ubicó en 858 MMbpce, y la tasa de restitución integral de reservas 1P se ubicó en 103% como consecuencia de la adición de 887 MMbpce por delimitación, desarrollo y revisiones de campos, cabe destacar que desde 2019 no se había tenido una restitución superior al 100% en las reservas probadas (FIGURA 19).



FIGURA 19. PRODUCCIÓN ANUAL Y RESTITUCIÓN INTEGRAL DE RESERVAS 1P AL 01 DE ENERO DE 2022


FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

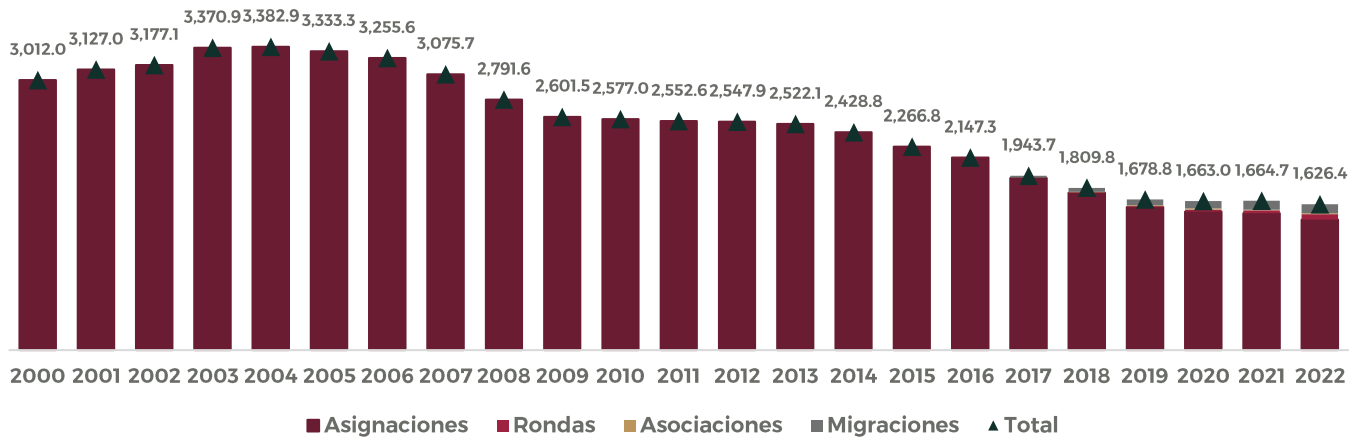
4.6 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS

La producción máxima de petróleo crudo en el país se dio en el año 2004 con 3,382.9 Mbd, a partir de entonces la producción ha ido en declive hasta el año 2021 cuyo valor fue de 1,664.7 Mbd lo que equivale a una caída del 50.8%, esto como resultado de la reducción en la producción del campo Akal y la declinación natural de alrededor del 70% de los campos productores. A partir de 2019 la caída de la producción de petróleo crudo se controló y estabilizó.

Al primer semestre (junio) de 2022 (FIGURA 20) se reportó una producción promedio de aceite de 1,624.6 Mbd, de la cual el 89.4% proviene de Asignaciones y el 10.6% de CEE. El 92% de la producción nacional de petróleo crudo proviene de campos maduros. El 65% de la producción se concentra en 15 Asignaciones. Por ubicación la extracción de crudo se concentra principalmente en aguas territoriales (81.5%) y el resto en zona terrestre (18.5%).



FIGURA 20. PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO 2000 - 2022
 (Mbd)



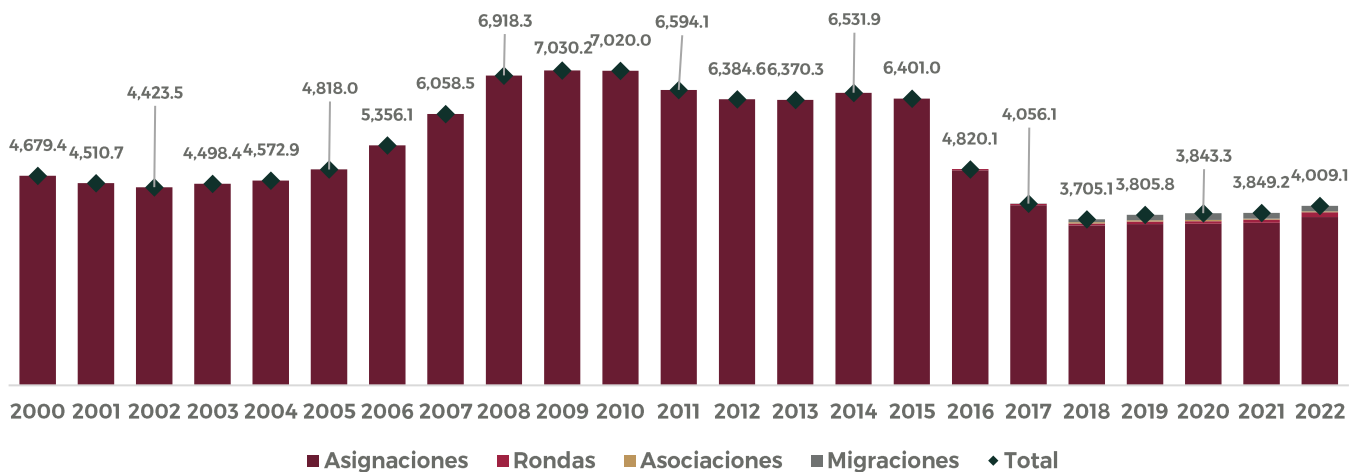
*Datos promedio real enero - junio 2022.

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

La producción de gas natural para el período de 2000-2022 se comportó de forma similar a la producción de crudo por contar con la componente de gas asociado. En 2009 se obtuvo la máxima producción de gas natural con 7,030.2 MMpcd con respecto al año 2021 donde alcanzó una producción promedio de 3,849.2 MMpcd, sin nitrógeno, representando una caída del 45.3%.

Al primer semestre (junio) de 2022 (FIGURA 21) se reportó una producción promedio de gas natural sin nitrógeno de 4,009.1 MMpcd, de la cual el 93.7% proviene de Asignaciones y el 6.3% de CEE. El 62.4% de la producción nacional de gas se concentra en 15 Asignaciones. Mientras que la extracción de gas natural principalmente se localiza en aguas territoriales (47%) y zona terrestre (53%).

FIGURA 21. PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL SIN NITRÓGENO 2000 - 2022
 (MMpcd)



*Datos promedio real enero - junio 2022.

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



4.7 DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS POR ENTIDAD FEDERATIVA

En este apartado se presenta la distribución de reservas y volumen remanente en función a su distribución por ubicación y por entidad federativa. Para ello se considera, en primer lugar, las reservas de los campos por ubicación, en segundo se identifican aquellos que están completamente contenidos en las entidades federativas y finalmente se reportan aquellos cuya reserva está compartida entre dos o más entidades federativas.

En la TABLA 7 se muestran las reservas y volumen remanente por ubicación: aguas profundas, aguas someras, terrestre y terrestre no convencional; destacando que el 61% del volumen remanente se encuentra en los campos terrestres y solo un campo (Lakach) corresponde a aguas profundas aportando en reservas 3P de 164.7 MMbpce.

TABLA 7. RESERVAS Y VOLUMEN REMANENTE POR UBICACIÓN¹⁸

| UBICACIÓN | NÚMERO DE CAMPOS | RESERVA (MMbpce) | | | VOL. REMANENTE (MMbpce) |
|-----------------------------|------------------|------------------|----------|----------|-------------------------|
| | | 1P | 2P | 3P | |
| Aguas Profundas | 1 | 60.3 | 164.7 | 164.7 | 252.2 |
| Aguas Someras | 121 | 4,804.1 | 8,268.4 | 11,992.6 | 90,081.8 |
| Terrestre | 537 | 3,146.2 | 6,586.9 | 9,999.7 | 142,751.0 |
| Terrestre No Convencionales | 9 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 914.6 |
| Total general | 668 | 8,014.4 | 15,023.8 | 22,160.8 | 233,999.6 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

La descripción considera las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos al 1 de enero de 2022 realizadas por PEMEX en 606 campos de un total de 668 a nivel nacional, de los cuales 453 están ubicados en 10 entidades federativas, 39 en dos o más entidades federativas y 114 en las aguas territoriales del Golfo de México, así como las actividades de los contratistas en 62 campos adjudicados en las rondas de licitación, consolidados en 3 agrupaciones. La TABLA 8 muestra el detalle de la distribución por ubicación.

¹⁸ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



TABLA 8. ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR ENTIDAD FEDERATIVA Y TIPO DE ÁREA¹⁹

| UBICACIÓN | NÚMERO DE CAMPOS | RESERVA (MMbpce) | | | VOL. REMANENTE (MMbpce) |
|---------------------|------------------|------------------|----------|----------|-------------------------|
| | | 1P | 2P | 3P | |
| Campeche | 4 | 20.0 | 33.6 | 43.7 | 74.5 |
| Chiapas | 15 | 14.6 | 23.3 | 27.1 | 1,555.1 |
| Coahuila | 21 | 2.3 | 4.0 | 7.2 | 175.7 |
| Hidalgo | 1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 |
| Nuevo León | 47 | 29.1 | 79.6 | 106.6 | 616.0 |
| Puebla | 5 | 25.0 | 73.1 | 90.2 | 963.9 |
| Tabasco | 89 | 994.3 | 1,307.4 | 1,527.4 | 25,777.5 |
| Tamaulipas | 98 | 147.0 | 263.6 | 360.3 | 4,446.2 |
| Veracruz | 173 | 940.3 | 2,640.4 | 4,676.3 | 60,715.7 |
| Aguas Territoriales | 114 | 4,373.7 | 7,111.4 | 10,319.2 | 85,519.7 |
| Compartidos | 39 | 591.3 | 1,598.0 | 2,481.8 | 35,727.5 |
| CEE | 62 | 876.8 | 1,889.4 | 2,521.0 | 18,427.6 |
| Total | 668 | 8,014.4 | 15,023.8 | 22,160.8 | 233,999.6 |

Nota: Las reservas de los CEE, no consideran lo reportado por la migración sin socio.

FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

En la TABLA 8 se aprecia que, por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (173), seguido por Tamaulipas (98) y Tabasco (89). En ellos se concentra la mayor cantidad de reserva 2P (4,211.4) MMbpce) y de volumen remanente 3P (90,939.4 MMbpce). Estas tres entidades contienen 53.9% de los campos, 28% de la reserva remanente 2P y 38.9% del volumen remanente.

Posteriormente, Nuevo León, Coahuila y Chiapas, en conjunto agrupan 83 campos, en tanto que su reserva 2P es de 110.0 MMbpce, lo que representa 0.7% del total. A pesar de su baja actividad petrolera, se observa un incremento en la actividad registrada en las ARES, lo que podría permitir el aumento de los recursos de hidrocarburos en estas entidades.

De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 39 campos que acumulan reservas totales por 1,598.0 MMbpce y un volumen remanente de 35,727.5 MMbpce, es decir, 15% del total. La TABLA 9 presenta el detalle de esta información.

¹⁹ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



TABLA 9. RESERVAS EN CAMPOS COMPARTIDOS²⁰

| UBICACIÓN | NÚMERO DE CAMPOS | RESERVA (MMbpce) | | | VOL. REMANENTE (MMbpce) |
|-------------------------|------------------|------------------|---------|---------|-------------------------|
| | | 1P | 2P | 3P | |
| Campeche - Tabasco | 2 | 1.3 | 2.5 | 3.1 | 20.1 |
| Chiapas - Tabasco | 10 | 126.9 | 137.3 | 164.9 | 4,498.6 |
| Hidalgo - Veracruz | 1 | 0 | 25.6 | 132.0 | 3,348.1 |
| Nuevo León - Tamaulipas | 9 | 15.8 | 33.8 | 43.9 | 259.6 |
| Puebla - Veracruz | 11 | 442.4 | 1,387.5 | 2,120.7 | 26,866.1 |
| Tabasco - Veracruz | 5 | 4.2 | 10.4 | 15.7 | 663.1 |
| Tamaulipas - Veracruz | 1 | 0.7 | 0.9 | 1.5 | 71.9 |
| Total | 39 | 591.3 | 1,598.0 | 2,481.8 | 35,727.5 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, al 01 de enero de 2022.

Respecto a la TABLA 9, se observa que Puebla y Veracruz comparten 26,866.1 MMbpce de volumen remanente y 2,120.7 MMbpce de reserva 3P, cifras que representan 75.2% y 85.4% del total en campos compartidos, respectivamente.

²⁰ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



5 PROCESO DE LA SEGUNDA EVALUACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024

La SENER con el apoyo de la CNH, llevó a cabo diversos análisis en términos de los pronósticos producción de las Asignaciones y CEE adjudicados, y con base en ellos actualizó el presente Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024, el cual se encuentra alineado con el PND vigente.

Con la actual política energética se evalúa los beneficios derivados de los CEE adjudicados identificando los mejores escenarios para el desarrollo de la Nación. Para tal efecto, de forma anual la SENER realiza la evaluación de estos y, con los resultados obtenidos, se actualiza el contenido de la presente evaluación del Plan Quinquenal.

5.1 PREMISAS GENERALES PARA LA SEGUNDA EVALUACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024

El presente apartado tiene la finalidad de comparar las estimaciones de producción y la demanda requerida a nivel nacional en cuestión de hidrocarburos (aceite y gas), en virtud de que el Gobierno Federal dentro de sus principales objetivos del PND se encuentra la rehabilitación del SNR y a su vez el autoabastecimiento de éste. También se describe el avance de los CEE derivados de Rondas de Licitación con respecto a lo aprobado en los Planes correspondientes, asimismo se considera su aporte a la producción nacional.

La estimación de producción de petróleo crudo y gas natural para el periodo comprendido entre 2022-2028, considera el límite máximo de producción que PEMEX estima alcanzar. En el caso de la producción de CEE, el límite máximo fue proporcionado por la CNH.

Para lo anterior, la Evaluación 2022 prioriza inversiones en aguas someras y terrestres convencionales, difiriendo proyectos de mayor complejidad, considerando requerimientos de incorporación de reservas y nuevos descubrimientos con mayor potencial.

5.2 AVANCE DE CEE DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN

El resultado de los avances de los CEE vigentes comprenden el periodo 2015-2022, tomando en consideración elementos como el cumplimiento en la inversión, actividad física y el PMT, así como el volumen de hidrocarburos producidos, que se basa solo en lo programado en 2022, con el propósito de valorar el avance de los proyectos exploratorios y, en el caso de CEE en fase de desarrollo.

De 2015 a junio de 2022²¹, los CEE vigentes adjudicados en las pasadas rondas de licitación²² han tenido un avance del 39% en inversión referente al cumplimiento de los Planes de Exploración, lo que equivale a un monto de 2,312 MMUSD, mientras que el cumplimiento en los Programas de Evaluación presenta un avance en inversión del 50% equivalente a 835 MMUSD. Por otra parte, para las actividades relacionadas a la perforación de pozos se ha tenido un avance del 60% con un total hasta el momento de 75 pozos, esto para los Planes de Exploración y Programas de Evaluación.

²¹ La información se presenta conforme a los datos disponibles en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) con corte a junio de 2022.

²² No se consideran CEE derivados de migración de Asignaciones.



En cuanto al cumplimiento de los Planes de Desarrollo para la Extracción, los CEE vigentes adjudicados presentan un avance del 30% de inversión para los Programas de Evaluación, lo que representa un total de 125 MMUSD, mientras que para los Planes de Desarrollo para la Extracción el avance en inversión ha sido del 13%, lo que equivale a 4,848 MMUSD. Respecto a las actividades de perforación de pozos se presenta un avance del 24% con un total de 24 pozos, solamente para los Planes de Desarrollo para la Extracción.

En cuestión del cumplimiento de hidrocarburos producidos por los CEE, estos presentan una producción de aceite con un valor promedio del periodo enero-junio 2022 del orden de 59.8 Mbd. Para el caso del gas sin nitrógeno, se alcanzó un volumen promedio en el mismo periodo del orden de 102.8 MMpcd.

Para el cumplimiento del PMT a junio de 2022, el avance de los CEE adjudicados es de 42% equivalente a 1,815,521 UT acreditadas de un total de 4,272,841, asimismo se tiene un avance general en la inversión del 55% para el periodo de 2015-2022 con un total de 7,994 MMUSD de inversión ejercida, cabe señalar que la inversión aprobada para este periodo es de 14,500 MMUSD, mientras que la inversión total es de 29,251 MMUSD, por lo que en avance total equivale al 27%.

Al margen de la presente Evaluación, las reservas provenientes de CEE adjudicados en rondas de licitación reportan 1,388.7 MMBpce, lo equivalente al 9% de las reservas 2P del país. En el ejercicio 2022 de cuantificación de reservas, 17 contratistas han reportado reservas.

5.3 PRODUCCIÓN Y DEMANDA NACIONAL DE ACEITE Y GAS NATURAL

Se han desarrollado un conjunto de acciones con recursos de operación para el programa de rehabilitación del SNR desde 2019 con 171 reparaciones programadas, mismo que ha logrado alcanzar 48.7% de la capacidad. En el período comprendido de enero a junio de 2022 el SNR procesó un volumen promedio de aceite de 809.6 Mbd, a partir de marzo se ajustó el volumen promedio a 830 Mbd. Para las Refinerías Olmeca (Dos Bocas) y Deer Park se estima una capacidad de proceso 340 Mbd cada una, lo que abonará para lograr la autosuficiencia energética de México en 2023²³.

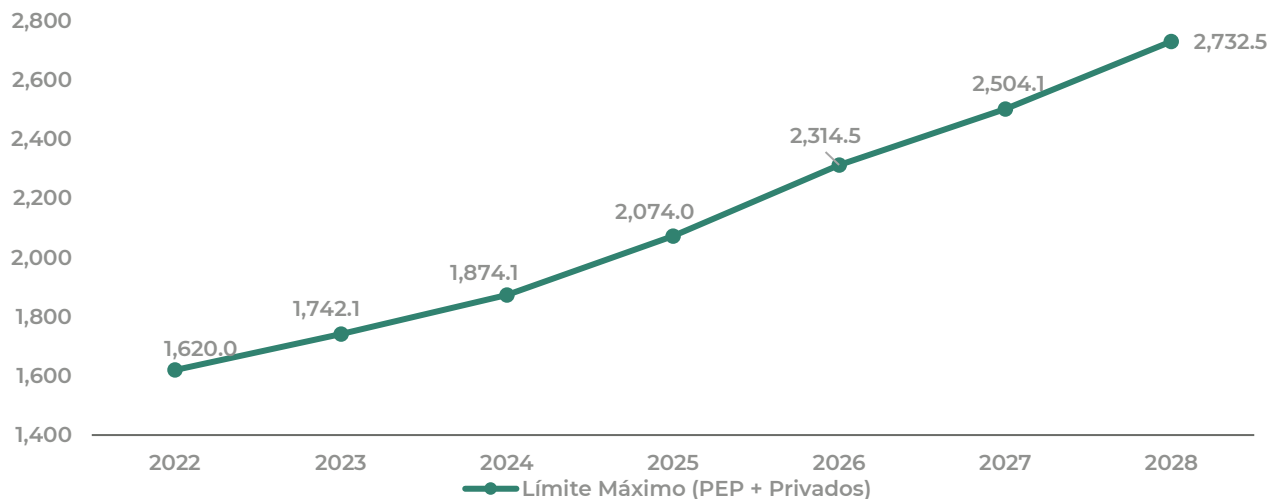
En la FIGURA 22 se presenta la prospectiva de producción de petróleo crudo, que se enfoca principalmente en los yacimientos terrestres y en aguas someras, nuevos descubrimientos cercanos a la infraestructura de producción. Además, se ilustra el escenario máximo de la producción esperada de petróleo crudo proveniente de PEMEX y Privados. Bajo esta prospectiva se prevé que el pico de producción de aceite se obtendrá en el año 2028 con 2,732.5 Mbd. Esta producción no considera condensados del gas.

Respecto a la producción de líquidos condensados del gas, cabe mencionar que PEMEX al primer semestre está desarrollando los campos Ixachi y Quesqui. Así como la incorporación de nuevos descubrimientos: Chucox, Xinich y Cibix, para su futuro desarrollo, donde se pronostica un incremento en los siguientes años.

²³ 4to Informe de Labores SENER 2021-2022 <https://base.energia.gob.mx/IL/4-Informe-de-labores-SENER.pdf>



FIGURA 22. PROSPECTIVA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE (SIN CONDENSADOS)
 (Mbd)



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio y considerando el cierre estimado a diciembre 2022.

Para el caso del gas natural, la demanda nacional es de 8,789 MMpcd²⁴, la cual tendrá un incremento del 22% en el año 2028 respecto al presente año. Entre los proyectos que considera la demanda nacional base de gas se encuentran aquellos asociados al SISTRANGAS (Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural), Mayakan eléctrico y otros sistemas eléctricos.

A junio del 2022, el 55% de la demanda de gas natural en el país es cubierta por la importación y el remanente por producción nacional. Lo anterior, atiende a precios bajos de importación, al desarrollo actual de los proyectos de gas natural y a las elevadas inversiones requeridas para nuevos proyectos.

Finalmente, como resultado de este capítulo, el Plan Quinquenal 2020-2024 establece las bases adecuadas para la administración y distribución de los recursos petroleros en el subsuelo a nivel nacional con el objeto de alcanzar la soberanía y seguridad energética en los años venideros. Lo anterior, alineado a las bases del PND.

De acuerdo con los avances obtenidos de los CEE adjudicados, a junio de 2022 solo el 34% reporta producción de aceite y gas natural, mientras que el resto no garantiza operativamente la producción, lo que obliga a revisar el desempeño de los CEE.

La Secretaría de Energía, tomando en consideración las atribuciones referidas en la Constitución y la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal garantiza la mejor toma de decisiones a favor de la Nación, al dar seguimiento continuo al avance de los CEE adjudicados, con el fin de evaluar el alcance del Plan Quinquenal.

Conforme a lo anterior y de acuerdo con el pronóstico elaborado por la SENER, el Gobierno Federal determinó que durante la actual administración no se realizarán licitaciones de áreas contractuales administradas por el Estado, en tanto los CEE adjudicados demuestren beneficios tangibles. Para tal efecto, de forma anual la SENER

²⁴ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/704648/20211229_1300_1a_Rev_2o_PQ_2020-2024_v22.pdf



realizará una evaluación de conformidad a los mismos y, debido a los resultados obtenidos, podrá actualizar el contenido del presente Plan Quinquenal.

El país cuenta con potencial de recursos prospectivos no documentados en aguas profundas y no convencionales en lutitas, mismos que se podrían considerar para el diseño de futuras estrategias de licitación. Sin embargo, es de recalcar que la presente política energética prescinde totalmente de la extracción de los recursos no convencionales en lutitas, que involucren la técnica de fracturamiento hidráulico masivo, en tanto se garantice contar con mejores tecnologías y procesos, preservando y sin impactar el medio ambiente, con respeto al entorno social y que los precios de los hidrocarburos sean suficientemente altos para que sean económicamente rentables los proyectos.



6 INVENTARIO DE ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

Con la publicación del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 se actualizaron las áreas dando de baja los bloques que contenían campos que se otorgaron a PEMEX en el periodo octubre 2020 a marzo de 2021, y excluyendo los recursos otorgados en Asignaciones a PEMEX y en CEE adjudicados.

La asistencia técnica de la CNH, en su propuesta del inventario de áreas, consideró la actualización de los recursos prospectivos, así como el análisis de la información geológica y geofísica disponible para contemplar la columna y estructuras geológicas completas, que incluye la información generada recientemente de las ARES, además tomó en cuenta criterios adicionales para su propuesta de áreas.

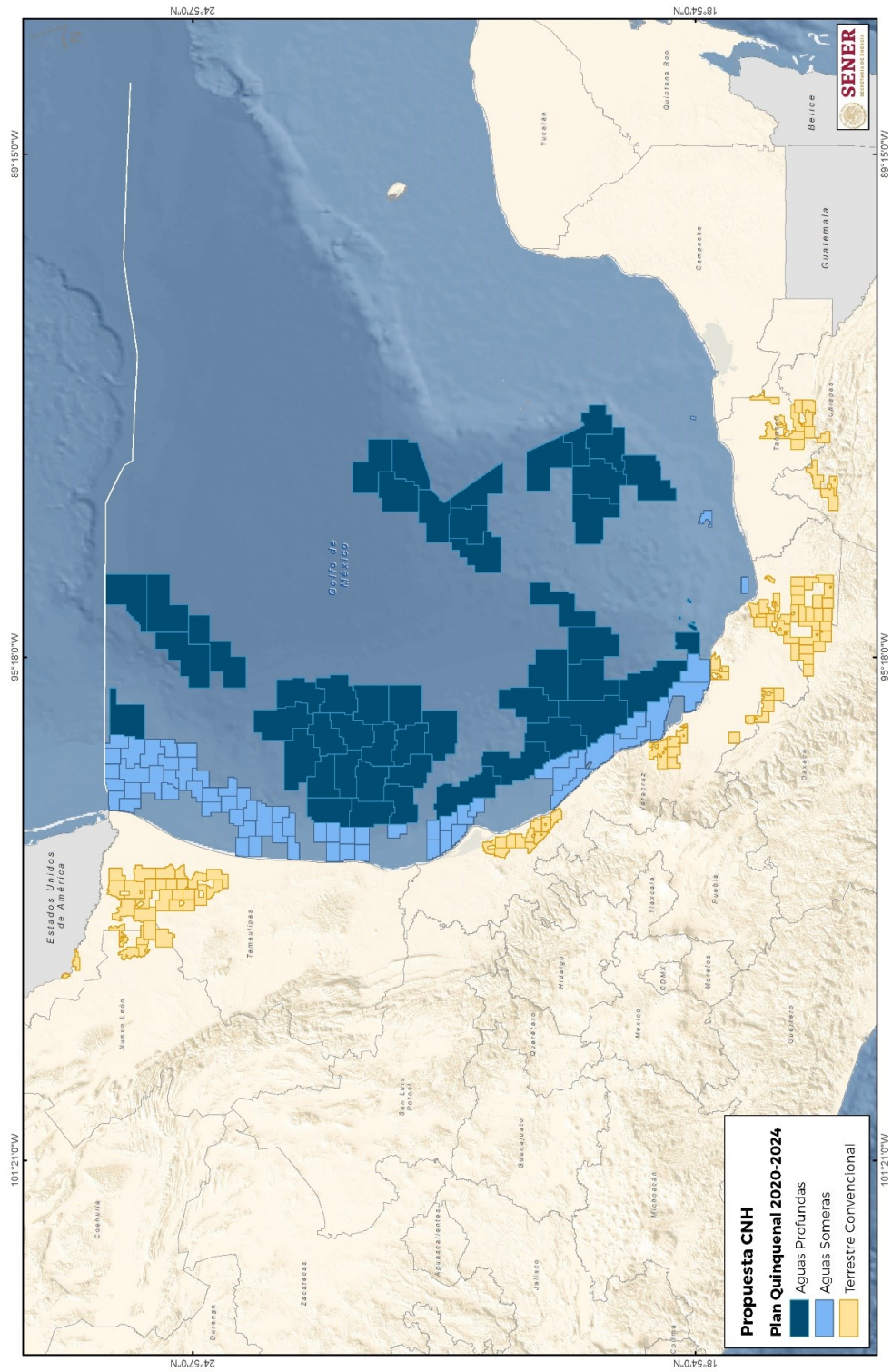
Estos criterios tienen que ver con la experiencia y lecciones aprendidas en la ejecución de las licitaciones, especialmente en los especificados para el diseño y selección de las Áreas Contractuales, con lo que se considera:

1. La actualización de la configuración geométrica de los bloques, conforme a la nueva información;
2. La rectificación en el tamaño superficial de bloques en las categorías marinas, en congruencia con las características de las licitaciones en México;
3. La conformación de clústeres de exploración – extracción y;
4. La incorporación de bloques en Cuencas del Sureste y Veracruz, así como de la superficie que fue devuelta al Estado, proveniente de los asignatarios y contratistas.

Derivado de lo anterior, la propuesta del inventario de áreas de la CNH (FIGURA 23) se realizó considerando las categorías de aguas profundas, aguas someras y áreas terrestres convencionales, abarcando una superficie total de 157,845.2 km² distribuida en 180 bloques totales, que incluyen las 4 áreas exclusivas para la extracción, con un recurso prospectivo total de 12,722.9 MMbpce.



FIGURA 23. PROPUESTA DE LA CNH PARA EL INVENTARIO DE ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



El 28 de octubre de 2020 se otorgaron 3 Asignaciones y adicionalmente el 29 de marzo de 2021, se otorgaron 15 Asignaciones a PEMEX. Con estos otorgamientos se redujo la superficie total del inventario de áreas en 9,325.1 km², así como una disminución en la cantidad de recursos prospectivos, con un volumen de 260.3 MMbpce.

En relación con las consideraciones anteriores, la Evaluación Anual al Plan Quinquenal 2020-2024 da como resultado un total de 12,722.9 MMbpce en recursos prospectivos y 772.1 MMbpce²⁵ en volumen remanente, en una superficie de 157,845.2 km². El inventario de áreas para la exploración y extracción mantiene las tres categorías que se enuncian a continuación (TABLA 10):

- Aguas Someras
- Aguas Profundas
- Terrestres Convencionales

TABLA 10. RECURSOS EN ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

| RECURSOS PROSPECTIVOS/REMANENTES Y SUPERFICIE | EVALUACIÓN 2022 |
|---|-----------------|
| Recursos Prospectivos (MMbpce) | 12,722.9 |
| Volumen Remanente (MMbpce) | 772.1 |
| Superficie (km ²) | 157,845.2 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

La configuración del inventario de áreas mantiene un enfoque de exploración en recursos prospectivos convencionales y, en ciertos casos, incluye campos descubiertos con un volumen remanente. En dicho inventario existen 33 campos petroleros para la exploración y extracción de recursos convencionales.

El inventario de áreas presenta 180 áreas remanentes para la conformación de bloques para la exploración y extracción, de los cuales 112 se ubican en aguas territoriales y 68 en zonas terrestres de recursos convencionales. Este inventario de áreas considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 176 áreas, mientras que las 4 restantes como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de los campos (TABLA 11).

²⁵ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



TABLA 11. CARACTERÍSTICAS, RECURSO PROSPECTIVO Y VOLUMEN REMANENTE PARA LA EXTRACCIÓN EN LA PROPUESTA DE ÁREAS SEGÚN SU CLASIFICACIÓN²⁶

| CATEGORÍA | SECTOR | ÁREAS | SUPERFICIE (km ²) | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | CAMPOS (Núm) | VOLUMEN REMANENTE (MMbpce) |
|------------------------|-----------------------------|-------|-------------------------------|------------------------------|--------------|----------------------------|
| Aguas Profundas | Área Perdido | 12 | 27,352.2 | 2,607.8 | 0 | 0.0 |
| | Cordilleras Mexicanas | 21 | 48,414.8 | 2,458.6 | 0 | 0.0 |
| | Cuenca Salina del Istmo | 18 | 33,399.7 | 3,880.2 | 5 | 500.2 |
| Subtotal | | 51 | 109,166.7 | 8,946.6 | 5 | 500.2 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | 42 | 18,667.0 | 1,387.5 | 0 | 0.0 |
| | Cuencas del Sureste Somero | 2 | 215.5 | 77.9 | 2 | 146.5 |
| | Tampico-Misantla-Veracruz | 17 | 12,199.1 | 1,237.7 | 3 | 76.4 |
| Subtotal | | 61 | 31,081.6 | 2,703.1 | 5 | 222.9 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | 31 | 7,224.4 | 559.0 | 1 | 0.2 |
| | Sabinas-Burgos Veracruz | 30 | 8,624.1 | 441.0 | 21 | 48.5 |
| | | 7 | 1,748.4 | 73.2 | 1 | 0.3 |
| Subtotal | | 68 | 17,596.9 | 1,073.2 | 23 | 49.0 |
| Total | | 180 | 157,845.2 | 12,722.9 | 33 | 772.1 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En el diseño de las 180 áreas para la exploración y extracción (TABLA 12) se emplearon dimensiones promedio por categoría de proyecto en aguas someras y terrestre convencional, 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 13).

TABLA 12. SUPERFICIE PROMEDIO DE LAS ÁREAS 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 | 2,279.4 | 2,320.6 | 47 | 109,066.8 |
| | Cordilleras Mexicanas | 2,305.5 | | | |
| | Cuenca Salina del Istmo | 2,378.6 | | | |
| Aguas Someras | Burgos Somero | 444.5 | 509.5 | 61 | 31,081.6 |
| | Cuencas del Sureste Marino | 107.7 | | | |

²⁶ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



| CATEGORÍA | SECTOR | TAMAÑO PROMEDIO (km ²) | PROMEDIO POR CATEGORÍA (km ²) | TOTAL DE ÁREAS | SUPERFICIE TOTAL (km ²) |
|------------------------|-----------------------------|------------------------------------|---|----------------|-------------------------------------|
| | Tampico-Misantla-Veracruz | 717.6 | | | |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | 233.0 | 258.8 | 68 | 17,596.9 |
| | Sabinas-Burgos | 287.5 | | | |
| | Veracruz | 249.8 | | | |

*No se contabilizan las 4 áreas en las que, por excepción, se prevé únicamente para actividades de extracción de hidrocarburos.
 FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

TABLA 13. RECURSOS Y SUPERFICIE DEL INVENTARIO DE ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL²⁷

| CATEGORÍA | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOLUMEN REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|------------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Aguas Profundas | 8,946.6 | 500.2 | 109,166.7 |
| Aguas Someras | 2,703.1 | 222.9 | 31,081.6 |
| Terrestre Convencional | 1,073.2 | 49.0 | 17,596.9 |
| Total | 12,722.9 | 772.1 | 157,845.2 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

A continuación, se presenta la información detallada sobre las áreas del inventario 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

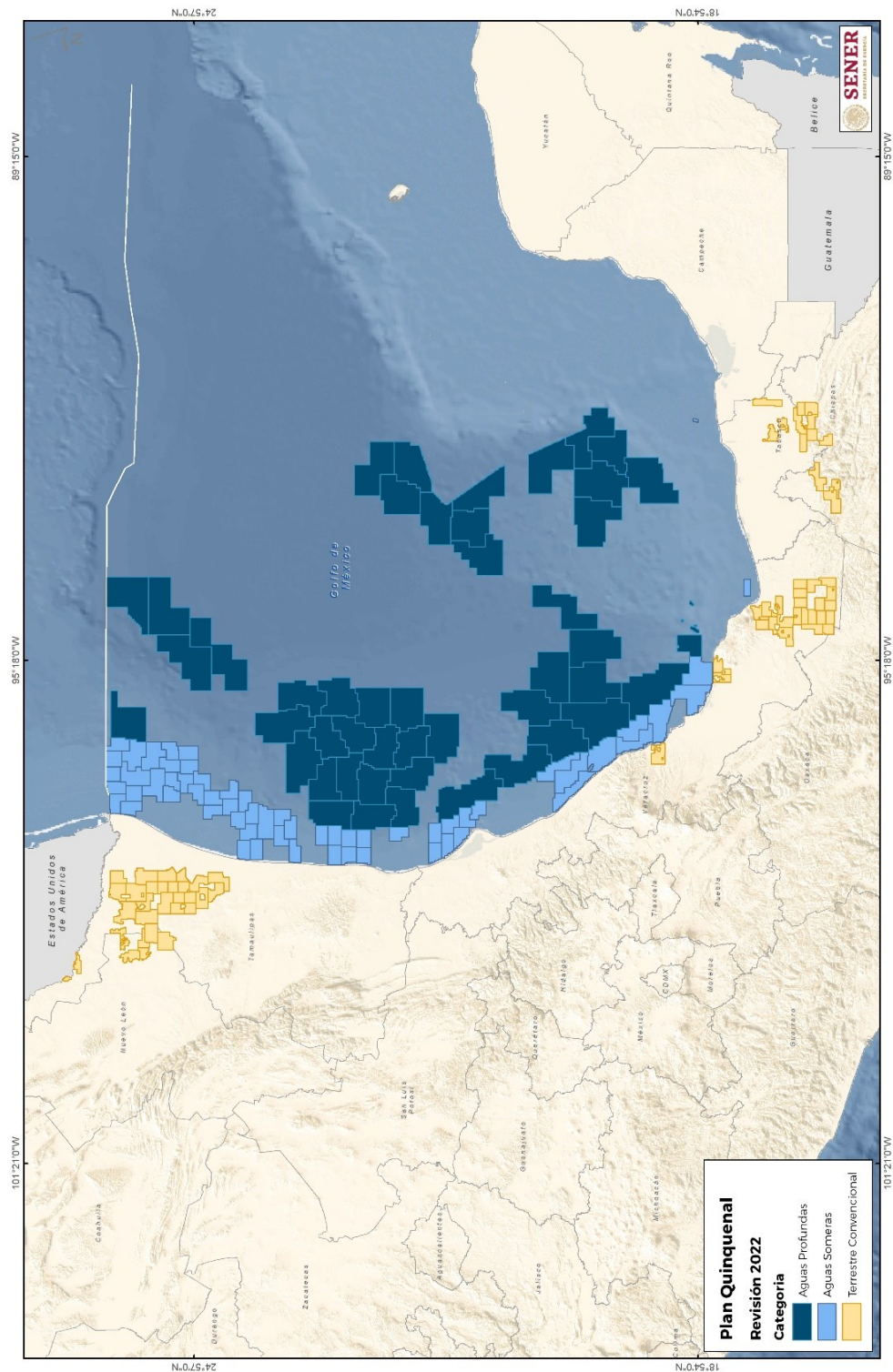
El inventario considera que las áreas contarán con la columna geológica completa para la exploración y extracción de hidrocarburos. Esto aplica para las tres categorías de recursos (aguas profundas, aguas someras y terrestres convencionales), con la finalidad de la evaluación del potencial petrolero y el desarrollo de los plays probados e hipotéticos.

Entre los elementos del análisis de las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos se incluye la estimación de recursos prospectivos y de volumen remanente en sitio, la distribución geológica de los campos, las posibles trampas visualizadas y la cobertura sísmica. Estas 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. En la FIGURA 24 se muestran las áreas seleccionadas.

²⁷ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



FIGURA 24. EVALUACIÓN 2022 AL PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



6.1.1 Áreas en 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. Dichas áreas se localizan principalmente en las regiones de Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo (FIGURA 25). En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,946.6 MMbpce en una superficie de 109,166.7 km² (TABLA 14) ²⁸.

TABLA 14. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

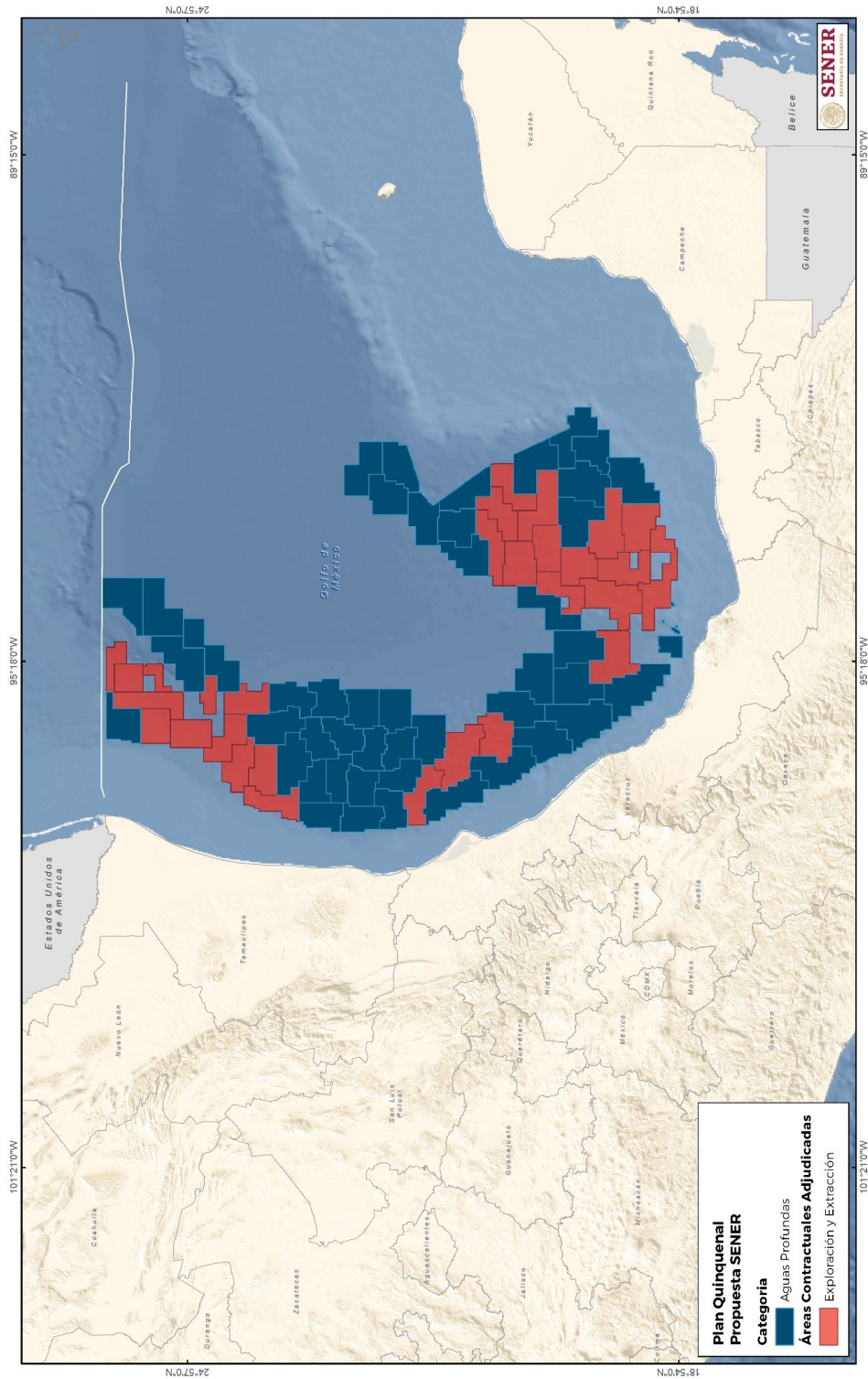
| SECTOR | SUPERFICIE (km ²) | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOLUMEN REMANENTE (MMbpce) |
|-------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Área Perdido | 27,352.2 | 2,607.8 | 0.0 |
| Cordilleras Mexicanas | 48,414.8 | 2,458.6 | 0.0 |
| Cuenca Salina del Istmo | 33,399.7 | 3,880.2 | 500.2 |
| Total | 109,166.7 | 8,946.6 | 500.2 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

²⁸ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



FIGURA 25. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



6.1.2 Áreas en Aguas Someras

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras (FIGURA 26) acumulan un recurso prospectivo estimado de 2,703.1 MMbpce y un volumen remanente de 222.9 MMbpce, en una superficie de 31,081.6 km² (TABLA 15). 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.

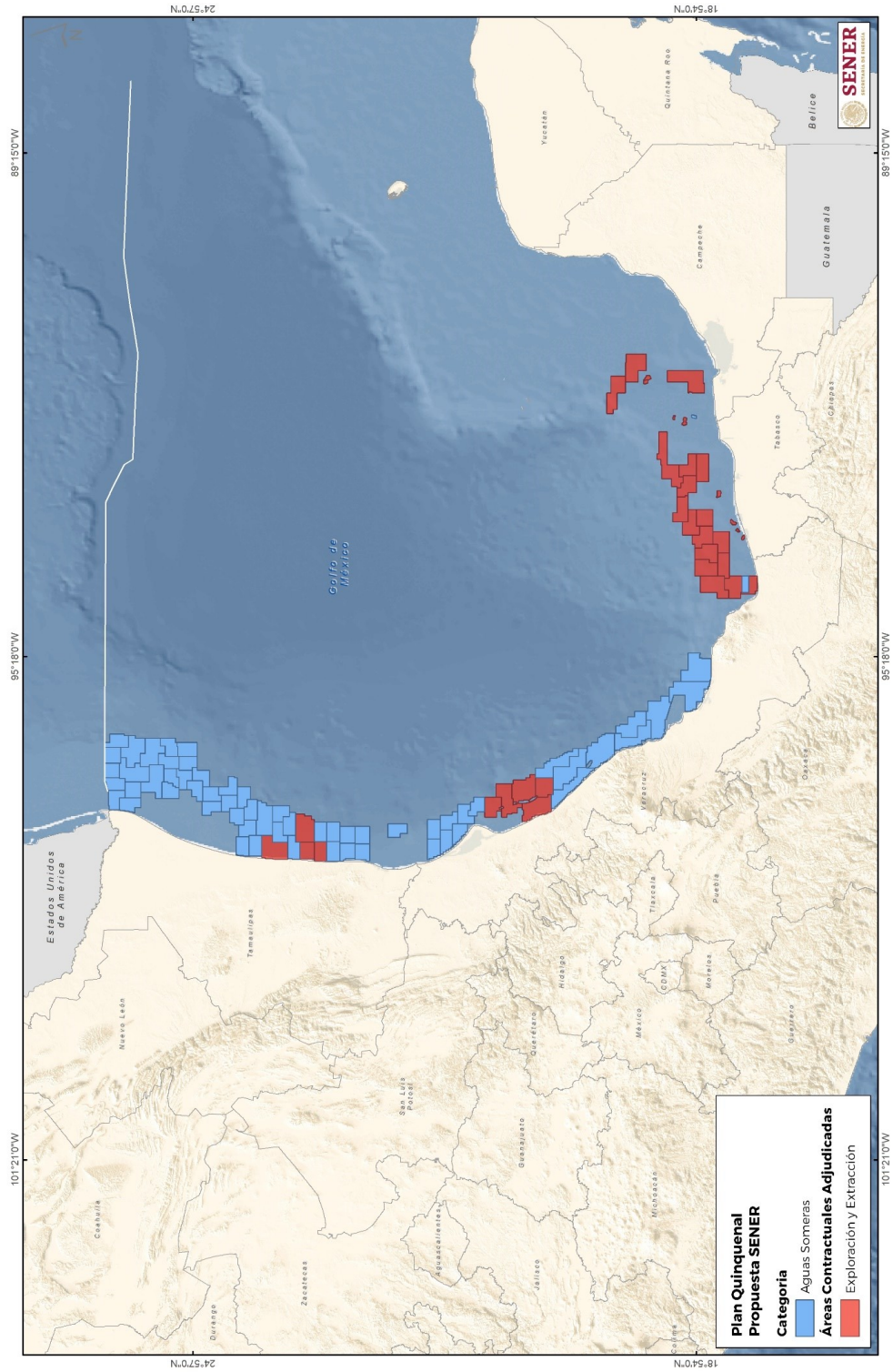
TABLA 15. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS SOMERAS

| SECTOR | SUPERFICIE (km ²) | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOLUMEN REMANENTE (MMbpce) |
|----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Burgos Somero | 18,667.0 | 1,387.5 | 0.0 |
| Cuencas del Sureste Somero | 215.5 | 77.9 | 146.5 |
| Tampico-Misantla-Veracruz | 12,199.1 | 1,237.7 | 76.4 |
| Total | 31,081.6 | 2,703.1 | 222.9 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



FIGURA 26. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS SOMERAS



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



6.1.3 Áreas en Terrestres Convencionales

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales (FIGURA 27) el recurso prospectivo estimado es de 1,073.2 MMbpce y el volumen remanente en sitio de 49.0 MMbpce, en una superficie de 17,596.9 km² (TABLA 16).

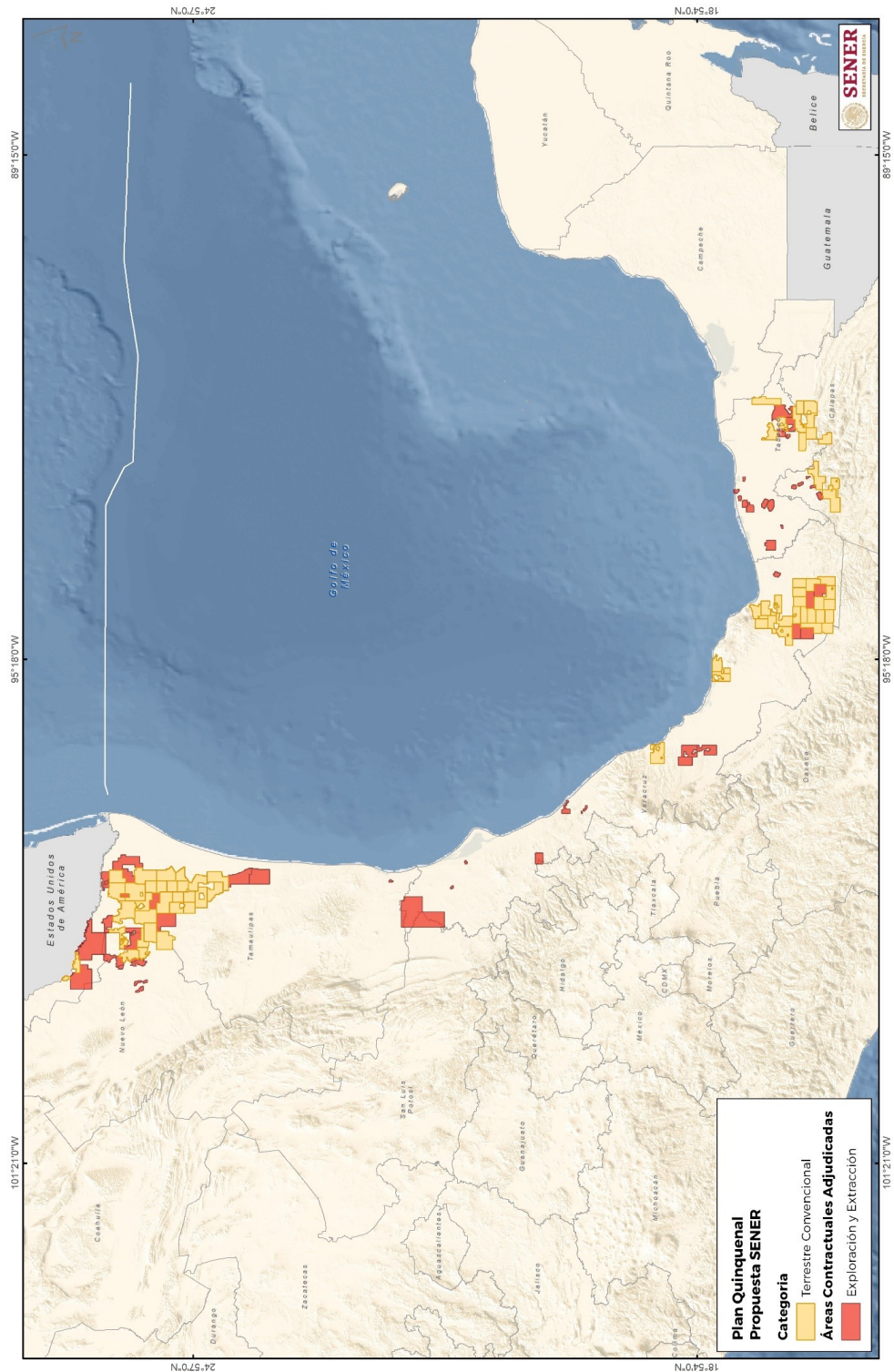
TABLA 16. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES

| SECTOR | SUPERFICIE (km ²) | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOLUMEN REMANENTE (MMbpce) |
|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Cuencas del Sureste-Chiapas | 7,224.4 | 559.0 | 0.2 |
| Sabinas-Burgos | 8,624.1 | 441.0 | 48.5 |
| Veracruz | 1,748.4 | 73.2 | 0.3 |
| Total | 17,596.9 | 1,073.2 | 49.0 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



FIGURA 27. EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUOS EN ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



El inventario de áreas considera 4 campos en los cuales únicamente se pueden realizar actividades de extracción de las reservas. Lo anterior, como consecuencia de que estos campos coinciden superficialmente con Asignaciones de PEMEX y, por lo tanto, las áreas no cuentan con la columna geológica completa.

6.1.4 Extracción en 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, cuentan con un volumen remanente en sitio de 500.2 MMbpce y una superficie de 99.9 km² (TABLA 17).

TABLA 17. EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

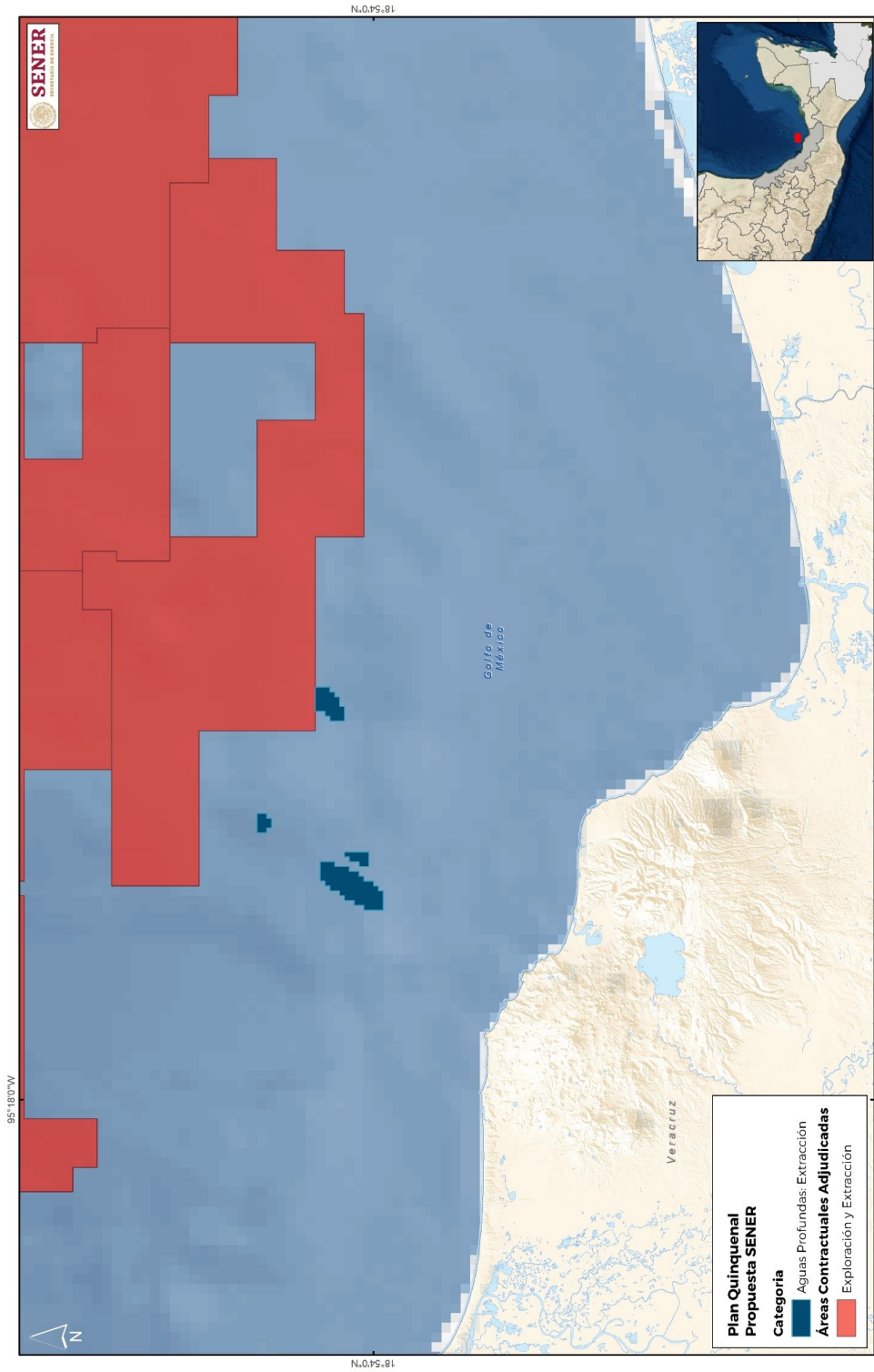
| SECTOR | NÚMERO DE CAMPOS | VOLUMEN REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|-------------------------|------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Cuenca Salina del Istmo | 4 | 500.2 | 99.9 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

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 (FIGURA 28).



FIGURA 28. EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUOS EN AGUAS PROFUNDAS



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



6.2 ÁREAS POR ENTIDAD FEDERATIVA

En Tamaulipas se localizan áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos con una superficie de 6,503.7 km², así como la extracción de volumen remanente de campos. El recurso prospectivo se estima en 309.5 MMbpce y el volumen remanente en 39.4 MMbpce (TABLA 18).

TABLA 18. ÁREAS EN TAMAULIPAS

| ACTIVIDAD PETROLERA | CLASIFICACIÓN | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---|------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Terrestre Convencional | 309.5 | 6,503.7 |
| Total | | 309.5 | 6,503.7 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En Nuevo León se localizan 426.9 km² de superficie de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, con 31.1 MMbpce en recursos prospectivos y 0.2 MMbpce en volumen remanente (TABLA 19)²⁹.

TABLA 19. ÁREAS EN NUEVO LEÓN

| ACTIVIDAD PETROLERA | CLASIFICACIÓN | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---|------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Terrestre Convencional | 31.1 | 426.9 |
| Total | | 31.1 | 426.9 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En Veracruz se localiza una superficie de 5,550.2 km² para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 177.4 MMbpce y el volumen remanente en 0.3 MMbpce (TABLA 20).

TABLA 20. ÁREAS EN VERACRUZ

| ACTIVIDAD PETROLERA | CLASIFICACIÓN | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---|------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Terrestre Convencional | 177.4 | 5,550.2 |
| Total | | 177.4 | 5,550.2 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En Tabasco se localiza una superficie de 594.1 km² para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de 0.2 MMbpce de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 38.7 MMbpce (TABLA 21).

²⁹ Se destaca que la Evaluación 2022 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.



TABLA 21. ÁREAS EN TABASCO

| ACTIVIDAD PETROLERA | CLASIFICACIÓN | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---|------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Terrestre Convencional | 38.7 | 594.1 |
| Total | | 38.7 | 594.1 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En Chiapas se localiza una superficie de 623.3 km² para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. El recurso prospectivo se estima en 144.3 MMbpce (TABLA 22).

TABLA 22. ÁREAS EN CHIAPAS

| ACTIVIDAD PETROLERA | CLASIFICACIÓN | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---|------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Terrestre Convencional | 144.3 | 623.3 |
| Total | | 144.3 | 623.3 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.

En las Aguas Territoriales, la superficie asciende a 140,148.3 km², para la exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 11,649.6 MMbpce en recursos prospectivos y de 222.9 MMbpce en volumen remanente, así como la extracción de hidrocarburos de 4 campos con un volumen remanente de 500.2 MMbpce en una superficie de 99.9 km² (TABLA 23).

TABLA 23. ÁREAS EN AGUAS TERRITORIALES

| ACTIVIDAD PETROLERA | CLASIFICACIÓN | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---|---------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Aguas Profundas y Someras | 11,649.6 | 140,148.3 |
| Extracción de Hidrocarburos | Aguas Profundas | 0.0 | 99.9 |
| Total | | 11,649.6 | 140,248.2 |

FUENTE: SENER con información de CNH, junio 2022.

En las entidades federativas de Campeche, Chiapas, Nuevo León, Oaxaca, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz se cuenta con áreas compartidas que prevén la exploración y extracción de hidrocarburos con recursos prospectivos que se estiman en 372.4 MMbpce y un volumen remanente de 8.9 MMbpce, en una superficie de 3,898.8 km² (TABLA 24).



TABLA 24. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, COMPARTIDOS ENTRE DOS O MÁS ENTIDADES FEDERATIVAS

| ENTIDADES FEDERATIVAS QUE CONTIENEN CAMPOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | SUPERFICIE (km²) |
|---|---|--|
| Campeche y Tabasco | 22.4 | 309.4 |
| Chiapas y Tabasco | 246.9 | 1,704.6 |
| Nuevo León y Tamaulipas | 100.4 | 1,693.5 |
| Oaxaca y Veracruz | 2.7 | 191.3 |
| Total | 372.4 | 3,898.8 |

FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



ANEXO 1 ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL

| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|-----------------|-----------------------|----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-43 | 0 | 31.7 | 0.0 | 2,428.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-44 | 0 | 121.4 | 0.0 | 2,782.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-51 | 0 | 66.2 | 0.0 | 2,785.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-52 | 0 | 107.9 | 0.0 | 2,765.9 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-05 | 0 | 186.3 | 0.0 | 2,201.3 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-09 | 0 | 271.4 | 0.0 | 2,191.9 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-10 | 0 | 153.2 | 0.0 | 2,089.8 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-12 | 0 | 273.6 | 0.0 | 2,013.9 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-19 | 0 | 165.0 | 0.0 | 2,420.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-24 | 0 | 183.6 | 0.0 | 2,744.9 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-41 | 0 | 254.2 | 0.0 | 2,854.7 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-43 | 0 | 743.5 | 0.0 | 2,351.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-48 | 1 | 584.5 | 0.0 | 1,932.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-53 | 0 | 421.8 | 0.0 | 2,856.3 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-54 | 0 | 40.0 | 0.0 | 791.9 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-02 | 0 | 20.2 | 0.0 | 2,624.0 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-07 | 0 | 4.4 | 0.0 | 2,954.6 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-11 | 0 | 235.3 | 0.0 | 2,977.5 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-35 | 0 | 68.5 | 0.0 | 1,779.8 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-36 | 0 | 232.7 | 0.0 | 1,649.2 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-44 | 0 | 186.3 | 0.0 | 1,630.6 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|-----------------|-----------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-45 | 0 | 286.4 | 0.0 | 1,735.5 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-46 | 0 | 233.5 | 0.0 | 1,759.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-G04 | 0 | 279.1 | 0.0 | 2,796.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-G02 | 0 | 215.2 | 0.0 | 2,802.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-G07 | 0 | 224.1 | 0.0 | 2,757.3 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-G08 | 0 | 181.1 | 0.0 | 3,546.0 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-G08 | 0 | 136.5 | 0.0 | 2,605.9 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-G08 | 0 | 173.0 | 0.0 | 2,810.5 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-G01 | 0 | 274.4 | 0.0 | 1,988.0 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-G10 | 0 | 377.3 | 0.0 | 3,556.8 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-G09 | 0 | 93.8 | 0.0 | 2,672.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-75 | 0 | 41.4 | 0.0 | 1,788.0 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-68 | 0 | 87.5 | 0.0 | 1,779.6 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-64 | 0 | 181.6 | 0.0 | 2,204.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-78 | 0 | 109.5 | 0.0 | 1,783.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-64 | 0 | 78.7 | 0.0 | 2,025.4 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-80 | 0 | 82.3 | 0.0 | 1,759.7 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-76 | 0 | 102.9 | 0.0 | 2,053.1 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-74 | 0 | 39.1 | 0.0 | 2,169.5 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-67 | 0 | 17.4 | 0.0 | 1,701.2 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-77 | 0 | 68.6 | 0.0 | 1,699.0 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-59 | 0 | 176.4 | 0.0 | 2,205.0 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-66 | 0 | 70.8 | 0.0 | 2,044.5 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|-----------------|----------------------------|----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP-CS-58 | 0 | 112.0 | 0.0 | 2,421.9 |
| Aguas Profundas | Área Perdido | AP-P-47 | 0 | 835.8 | 0.0 | 2,975.8 |
| Aguas Profundas | Cordilleras Mexicanas | AP-CM-81 | 0 | 116.3 | 0.0 | 2,597.9 |
| Aguas Someras | Cuencas del Sureste Marino | AS1001 | 1 | 24.9 | 146.5 | 21.0 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-01 | 0 | 13.4 | 0.0 | 404.9 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-02 | 0 | 32.0 | 0.0 | 368.2 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-03 | 0 | 49.0 | 0.0 | 336.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-04 | 0 | 28.6 | 0.0 | 404.0 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-05 | 0 | 30.9 | 0.0 | 420.2 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-06 | 0 | 1.4 | 0.0 | 418.4 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-07 | 0 | 23.6 | 0.0 | 404.7 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-21 | 0 | 67.1 | 0.0 | 400.6 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-22 | 0 | 1.2 | 0.0 | 343.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-23 | 0 | 16.2 | 0.0 | 408.2 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-24 | 0 | 17.2 | 0.0 | 399.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-28 | 0 | 25.9 | 0.0 | 401.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-29 | 0 | 19.8 | 0.0 | 365.7 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-30 | 0 | 33.1 | 0.0 | 378.1 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-31 | 0 | 52.5 | 0.0 | 435.0 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-34 | 0 | 26.7 | 0.0 | 373.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-35 | 0 | 24.5 | 0.0 | 399.7 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-36 | 0 | 25.1 | 0.0 | 379.3 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---------------|---------------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-41 | 0 | 75.0 | 0.0 | 372.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-42 | 0 | 10.2 | 0.0 | 383.3 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-43 | 0 | 9.1 | 0.0 | 394.1 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-44 | 0 | 10.7 | 0.0 | 400.0 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-45 | 0 | 13.3 | 0.0 | 417.4 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-46 | 0 | 22.7 | 0.0 | 404.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-47 | 0 | 58.4 | 0.0 | 406.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-48 | 0 | 9.8 | 0.0 | 398.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-62 | 0 | 18.6 | 0.0 | 414.1 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-63 | 0 | 7.9 | 0.0 | 414.1 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-64 | 0 | 46.0 | 0.0 | 397.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-65 | 0 | 32.0 | 0.0 | 411.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-66 | 0 | 46.2 | 0.0 | 384.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-67 | 0 | 2.6 | 0.0 | 409.7 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-02 | 0 | 2.9 | 0.0 | 391.5 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-05 | 0 | 43.3 | 0.0 | 399.1 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-06 | 0 | 0.9 | 0.0 | 418.0 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-07 | 0 | 50.3 | 0.0 | 405.1 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-08 | 0 | 15.4 | 0.0 | 387.9 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-09 | 0 | 1.7 | 0.0 | 389.0 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|---------------|---------------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-10 | 0 | 8.1 | 0.0 | 430.2 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | AS-TMV-11 | 0 | 27.2 | 0.0 | 386.5 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-05 | 0 | 55.8 | 0.0 | 808.4 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-06 | 0 | 43.5 | 0.0 | 816.7 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-07 | 3 | 299.3 | 76.4 | 1,103.2 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-08 | 0 | 167.7 | 0.0 | 1,137.8 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-09 | 0 | 36.3 | 0.0 | 820.3 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-10 | 0 | 114.5 | 0.0 | 791.4 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-11 | 0 | 80.5 | 0.0 | 1,170.1 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-12 | 0 | 146.8 | 0.0 | 1,224.6 |
| Aguas Someras | Tampico-Misantla-Veracruz | G-TMV-13 | 0 | 143.7 | 0.0 | 1,119.2 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | G-BG-01 | 0 | 87.4 | 0.0 | 801.8 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-56 | 0 | 25.1 | 0.0 | 418.7 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-61 | 0 | 12.9 | 0.0 | 391.9 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | G-BG-02 | 0 | 105.6 | 0.0 | 816.3 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | G-BG-03 | 0 | 63.2 | 0.0 | 809.3 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | G-BG-04 | 0 | 48.5 | 0.0 | 778.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | G-BG-06 | 0 | 46.7 | 0.0 | 820.1 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|------------------------|-----------------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-53 | 0 | 76.3 | 0.0 | 391.2 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-54 | 0 | 50.2 | 0.0 | 390.5 |
| Aguas Someras | Burgos Somero | AS-B-55 | 0 | 20.8 | 0.0 | 397.1 |
| Aguas Someras | Cuencas del Sureste Marino | AS-CS-01 | 1 | 53.0 | 0.0 | 194.5 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-01 | 0 | 16.2 | 0.0 | 347.5 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-02 | 0 | 0.9 | 0.0 | 271.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-03 | 0 | 20.0 | 0.0 | 221.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-05 | 0 | 0.2 | 0.0 | 215.1 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-06 | 0 | 0.6 | 0.0 | 190.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-07 | 0 | 3.9 | 0.0 | 205.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-08 | 0 | 13.4 | 0.0 | 201.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-09 | 0 | 10.7 | 0.0 | 201.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-12 | 0 | 1.1 | 0.0 | 255.5 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-13 | 0 | 0.7 | 0.0 | 202.4 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|------------------------|-----------------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-14 | 0 | 2.6 | 0.0 | 201.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-15 | 0 | 10.9 | 0.0 | 217.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-16 | 0 | 5.4 | 0.0 | 231.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-18 | 0 | 2.7 | 0.0 | 191.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-19 | 0 | 7.5 | 0.0 | 201.1 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-20 | 0 | 3.6 | 0.0 | 196.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-21 | 0 | 3.1 | 0.0 | 218.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-22 | 0 | 3.3 | 0.0 | 223.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-26 | 0 | 8.4 | 0.0 | 166.9 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-27 | 0 | 10.1 | 0.0 | 226.7 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-28 | 0 | 22.4 | 0.0 | 309.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-29 | 1 | 16.1 | 0.2 | 157.8 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|------------------------|-----------------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-30 | 0 | 12.5 | 0.0 | 209.6 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-34 | 0 | 8.1 | 0.0 | 170.3 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-36 | 0 | 24.4 | 0.0 | 195.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-37 | 0 | 14.6 | 0.0 | 194.2 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-38 | 0 | 33.5 | 0.0 | 264.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-39 | 0 | 17.7 | 0.0 | 189.6 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-01 | 1 | 4.9 | 1.8 | 40.3 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-02 | 2 | 10.2 | 1.3 | 233.1 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-04 | 1 | 28.5 | 0.8 | 404.9 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-05 | 2 | 2.2 | 23.2 | 288.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-06 | 1 | 16.4 | 0.2 | 271.5 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-08 | 1 | 14.7 | 0.0 | 155.4 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-09 | 1 | 7.7 | 0.3 | 179.2 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-12 | 0 | 3.7 | 4.4 | 265.0 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|------------------------|----------------|----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-13 | 0 | 18.2 | 0.0 | 213.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-18 | 0 | 10.1 | 0.0 | 191.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-20 | 0 | 10.2 | 0.0 | 221.9 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-21 | 0 | 11.3 | 0.0 | 184.3 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-22 | 0 | 8.7 | 0.0 | 184.2 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-24 | 0 | 13.6 | 0.0 | 204.5 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-25 | 0 | 9.4 | 0.0 | 203.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-26 | 0 | 8.6 | 0.0 | 189.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-27 | 0 | 8.3 | 0.0 | 174.4 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-01 | 1 | 10.7 | 0.3 | 400.4 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-08 | 0 | 8.8 | 0.0 | 204.5 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-17 | 0 | 16.7 | 0.0 | 204.5 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-18 | 0 | 9.2 | 0.0 | 241.0 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-19 | 0 | 22.9 | 0.0 | 220.9 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-20 | 0 | 2.4 | 0.0 | 199.1 |



| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|------------------------|-----------------------------|-----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-41 | 0 | 127.4 | 0.0 | 383.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-29 | 5 | 38.0 | 7.3 | 447.9 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-28 | 0 | 35.3 | 0.0 | 374.6 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-16 | 0 | 8.8 | 0.0 | 152.8 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-24 | 0 | 135.9 | 0.0 | 456.4 |
| Terrestre Convencional | Cuencas del Sureste-Chiapas | TC-CSC-32 | 0 | 21.1 | 0.0 | 307.2 |
| Terrestre Convencional | Veracruz | TC-V-G2 | 0 | 2.5 | 0.0 | 278.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G6 | 0 | 7.4 | 0.0 | 346.0 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G5 | 0 | 12.7 | 0.0 | 436.4 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G4 | 0 | 11.8 | 0.0 | 445.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G2 | 0 | 32.9 | 0.0 | 521.8 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G3 | 0 | 9.2 | 0.0 | 458.7 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-G1 | 7 | 26.1 | 9.2 | 521.4 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-30 | 0 | 23.8 | 0.0 | 303.8 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-31 | 0 | 8.7 | 0.0 | 383.7 |

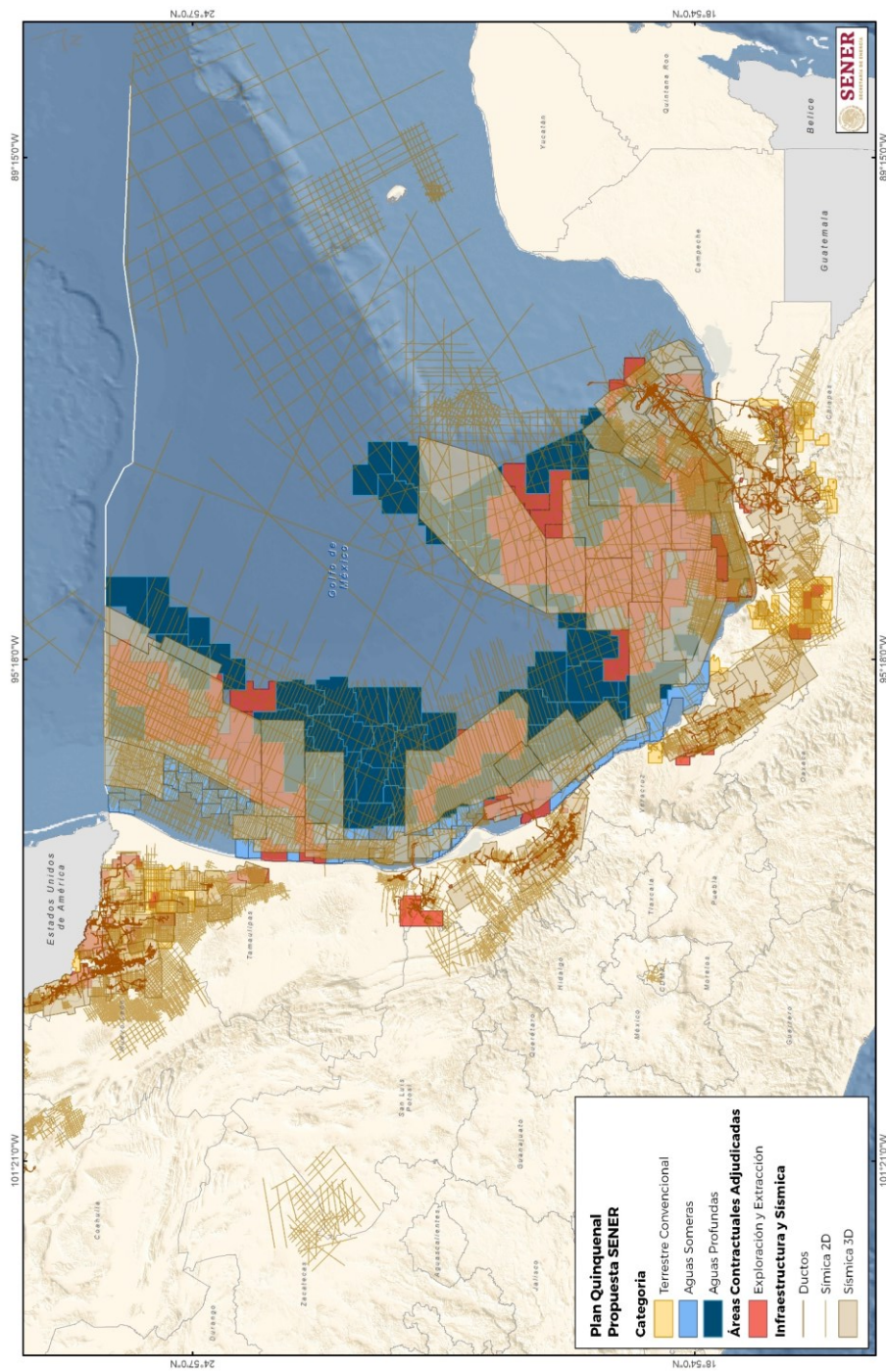


| CLASIFICACIÓN | SECTOR | BLOQUE | NÚMERO DE CAMPOS | RECURSO PROSPECTIVO (MMbpce) | VOL. REMANENTE (MMbpce) | SUPERFICIE (km ²) |
|--|----------------|----------|------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-33 | 0 | 14.3 | 0.0 | 298.9 |
| Terrestre Convencional | Sabinas-Burgos | TC-SB-32 | 0 | 25.4 | 0.0 | 328.5 |
| TOTAL DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN | | | 29 | 12,722.9 | 271.9 | 157,745.3 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP2001 | 1 | 0.0 | 227.2 | 24.2 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP2002 | 1 | 0.0 | 30.0 | 8.9 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP2003 | 1 | 0.0 | 130.8 | 8.0 |
| Aguas Profundas | Cuenca Salina | AP2004 | 1 | 0.0 | 112.2 | 58.8 |
| TOTAL DE EXTRACCIÓN | | | 4 | 0.0 | 500.2 | 99.9 |
| TOTAL GENERAL | | | 33 | 12,722.9 | 772.1 | 157,845.2 |



ANEXO 2 MAPAS DEL INVENTARIO DE ÁREAS CON INFORMACIÓN SÍSMICA E INFRAESTRUCTURA

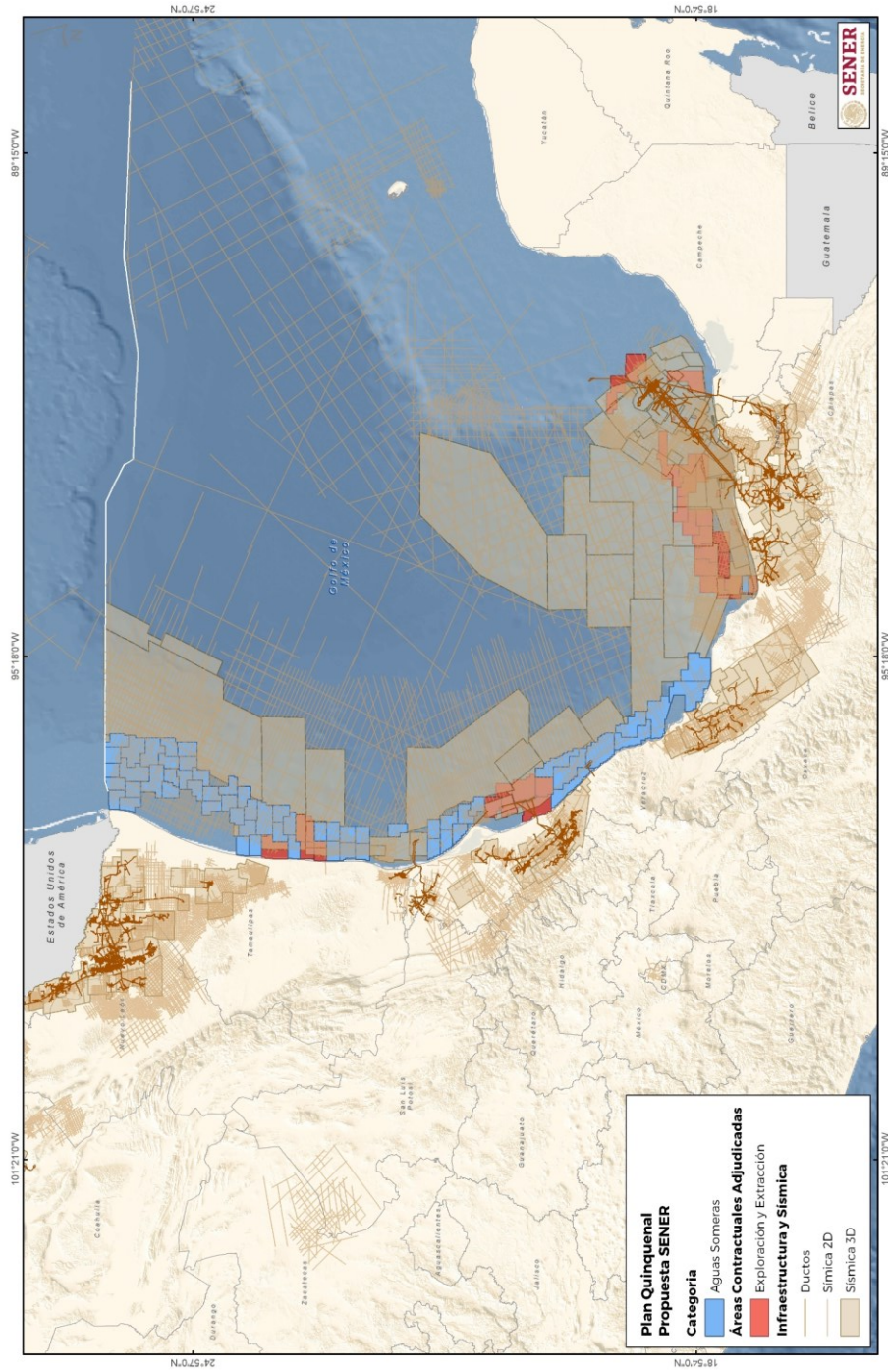
FIGURA 29. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUOS



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



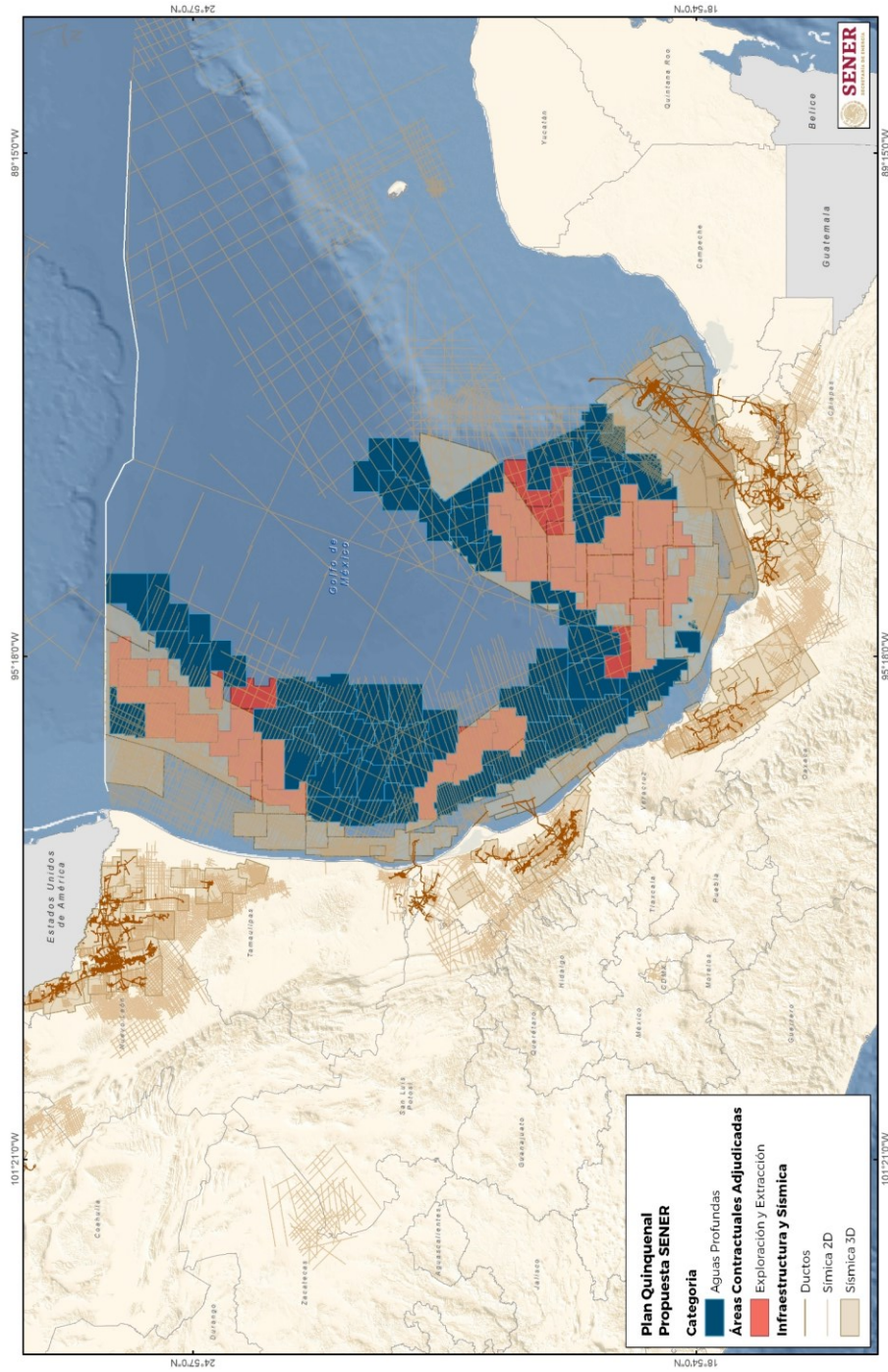
FIGURA 30. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN AGUAS SOMERAS



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



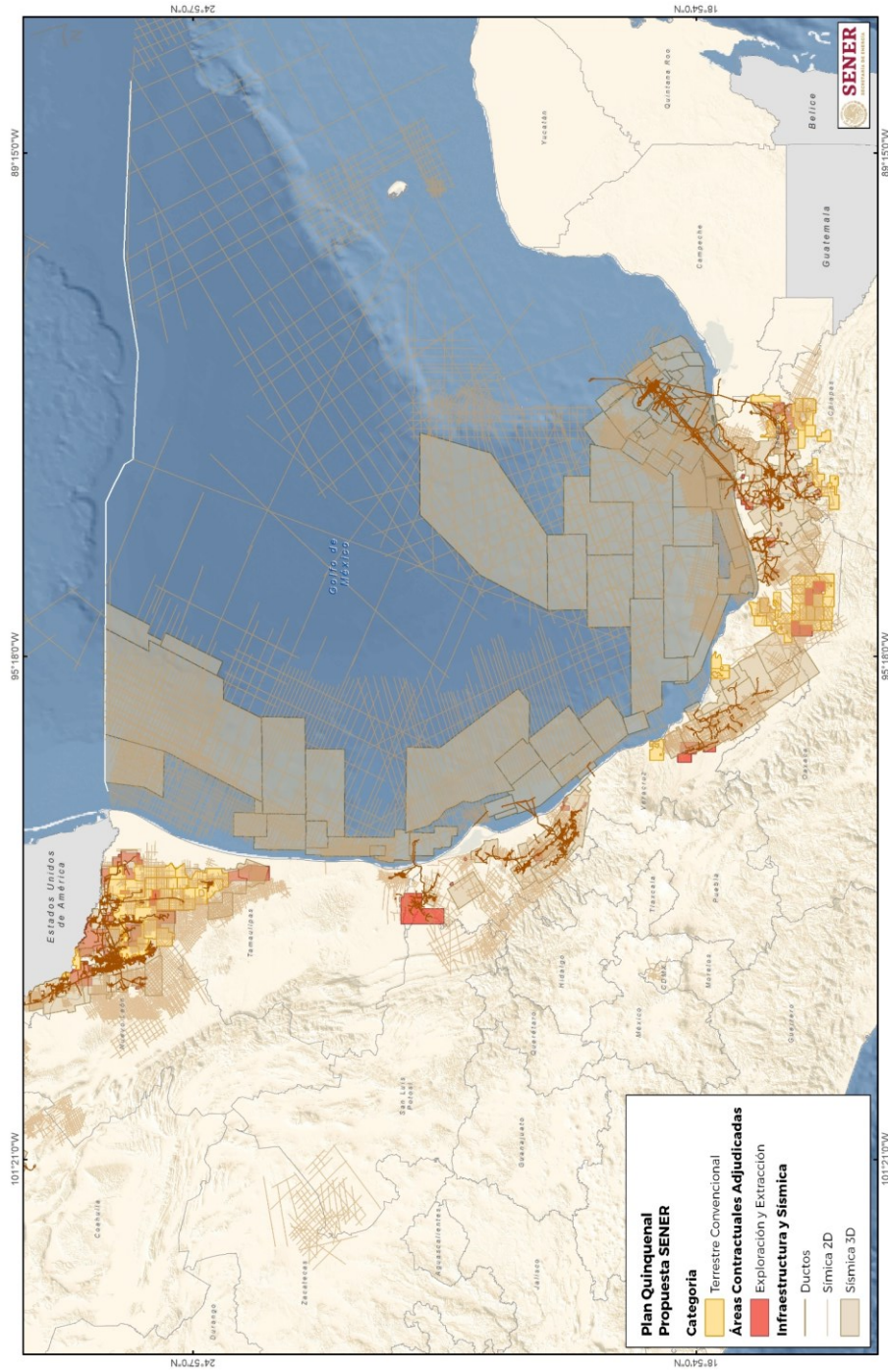
FIGURA 31. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



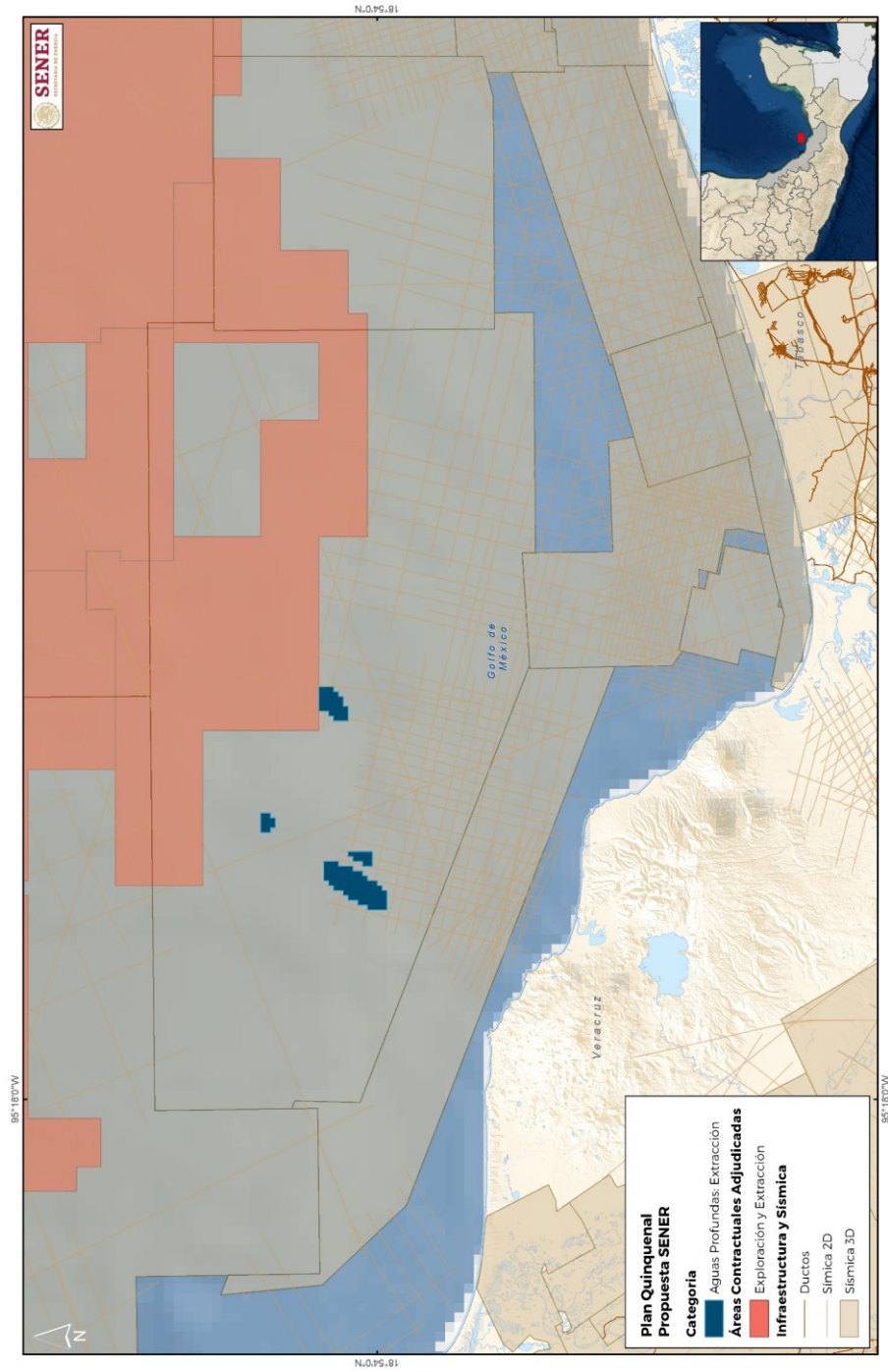
FIGURA 32. ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN TERRESTRE CONVENCIONAL



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



FIGURA 33. ÁREAS PARA LA EXTRACCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS



FUENTE: SENER con información de la CNH, consultada en junio 2022.



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

José Alfonso Rosas Espinosa
DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL

Alma Angélica Lojero González
DIRECTORA GENERAL DE NORMATIVIDAD EN HIDROCARBUROS



ELABORACIÓN Y REVISIÓN

Francisco Javier Rosado Vázquez

DIRECTOR DE COORDINACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS
fjrosado@energia.gob.mx

Juan Julian Ramírez Solís

DIRECTOR DE COORDINACIÓN DE INVERSIÓN Y ENLACE CON EL SECTOR
jramirez@energia.gob.mx

Luis Enrique Romero Carranza

DIRECTOR DE NORMATIVIDAD PETROLERA
leromero@energia.gob.mx

Mayelli Hernández Juárez

DIRECTORA DE IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS A LICITAR
mhjuarez@energia.gob.mx

Marcela Castillo Trampe

DIRECTORA DE DISEÑO CONTRACTUAL
macastillo@energia.gob.mx

Maria Fernanda Ordoñez Cazares

JEFA DE DEPARTAMENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA
DEL SECTOR HIDROCARBUROS
mfordonez@energia.gob.mx

Karla Laura Colin Ramírez

ENLACE DE ALTO NIVEL DE RESPONSABILIDAD
DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA
kcolin@energia.gob.mx



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

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



gob.mx/sener