



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

EVALUACIÓN 2021 A LA
**EJECUCIÓN DEL
PLAN QUINQUENAL
DE LICITACIONES**
2020-2024

Secretaría de Energía

Norma Rocío Nahle García
Secretaría de Energía

Miguel Ángel Maciel Torres
Subsecretario de Hidrocarburos

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

Alfonso López Alvarado
Director General de Contratos Petroleros

María Cruz Vázquez Guizar
Directora General de Comunicación Social

Alma Angélica Lojero González
Directora General de Normatividad en Hidrocarburos



El aboración 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

Ana Jessica Torres Pérez
Directora de Recursos Petroleros
atorres@energia.gob.mx

Erika Beatriz Vázquez Guerrero
Subdirectora de Contratos
ebvazquez@energia.gob.mx

Alan Gabriel Vázquez Hernández
Subdirector de Estudios Técnicos-Económicos
avazquezh@energia.gob.mx



ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	6
1. INTRODUCCIÓN	8
2. MARCO NORMATIVO	9
2.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS.....	9
2.2 PLANEACIÓN NACIONAL DEMOCRÁTICA.....	9
2.2.1. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO (PND) 2019-2024.....	9
2.3. ESTABLECIMIENTO DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024	10
3. SITUACIÓN ACTUAL.....	12
3.1 ASIGNACIONES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	13
3.2 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN	14
3.3 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADOS DE MIGRACIONES.....	16
3.4 AUTORIZACIONES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIALES (ARES)	17
4. RECURSOS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	21
4.1 PROVINCIAS GEOLÓGICAS PETROLERAS	21
4.2 RECURSOS PETROLEROS.....	23
4.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS	25
4.4 VOLUMEN REMANENTE DE HIDROCARBUROS.....	26
4.5 RESTITUCIÓN DE RESERVAS.....	27
4.6 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS	28
4.7 DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS POR ENTIDAD FEDERATIVA	30
4.8 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	31
5. PROCESO DE LA PRIMERA EVALUACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024.....	33
5.1 PREMISAS GENERALES PARA LA PRIMERA EVALUACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024.....	33
5.2 AVANCE DE CEE DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN	33
6. INVENTARIO DE ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	37
6.1 ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	40
6.1.1 AGUAS PROFUNDAS	41
6.1.2 ÁREAS AGUAS SOMERAS	42
6.1.3 ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES.....	43
6.5.1 AGUAS PROFUNDAS	44
6.6 ÁREAS POR ENTIDAD FEDERATIVA.....	45
ANEXO 1 ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL	48
ANEXO 2 MAPAS DEL INVENTARIO DE ÁREAS CON INFORMACIÓN SÍSMICA E INFRAESTRUCTURA	55



ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

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 Áreas Naturalmente Protegidas (ANP).....	12
Figura 3. Asignaciones vigentes de PEMEX (SENER, julio 2021).	14
Figura 4. Ubicación de CEE adjudicados.....	15
Figura 5. Adjudicaciones de las áreas establecidas en el Plan Quinquenal 2015-2019.....	15
Figura 6. Ubicación de los CEE adjudicados.....	16
Figura 7. Tipo de migraciones y su distribución realizados en PEMEX.....	16
Figura 8. Ubicación de Migraciones otorgadas a PEMEX.....	17
Figura 9. Estado que guardan las ARES autorizadas por CNH a julio de 2021.....	18
Figura 10. ARES otorgadas por la CNH.....	18
Figura 11. Empresas autorizadas para reconocimiento y exploración superficial.....	19
Figura 12. Propuesta de la CNH para el inventario de áreas del Plan Quinquenal 2020-2024.....	38
Figura 13. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2021-2024.....	41
Figura 14. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	42
Figura 15. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.....	43
Figura 16. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales.....	44
Figura 17. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	45
Figura 18. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	55
Figura 19. Áreas para la exploración y extracción en aguas someras.....	56
Figura 20. Áreas para la exploración y extracción en aguas profundas.....	57
Figura 21. Áreas para la exploración y extracción terrestre convencional.....	58
Figura 22. Áreas para la extracción en aguas profundas.....	59

TABLAS

Tabla 1. Reservas y recursos petroleros de México asignados a PEMEX.....	14
Tabla 2. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2021 (MMbpcpe).....	24
Tabla 3. Sistema de administración de recursos petroleros.....	25
Tabla 4. Reservas y volumen remanente por ubicación.....	30
Tabla 5. Estimación de reservas por Entidad Federativa y tipo de área.....	30
Tabla 6. Reservas remanentes en campos compartidos.....	31
Tabla 7. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	39
Tabla 8. Características, recursos prospectivos y volumen remanente para extracción para la propuesta de áreas según clasificación.....	39
Tabla 9. Superficie promedio de las áreas para la exploración y extracción*, por categoría.....	40
Tabla 10. Recursos y superficie del inventario de áreas del Plan Quinquenal.....	40
Tabla 11. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	41
Tabla 12. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.....	42
Tabla 13. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales.....	43
Tabla 14. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	44
Tabla 15. Áreas en Tamaulipas.....	45
Tabla 16. Áreas en Nuevo León.....	46
Tabla 17. Áreas en Veracruz.....	46
Tabla 18. Áreas en Tabasco.....	46
Tabla 19. Áreas en Chiapas.....	46
Tabla 20. Áreas en Aguas Territoriales.....	47
Tabla 21. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, compartidos entre dos o más entidades federativas.....	47



RESUMEN EJECUTIVO

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 de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos a realizarse en un horizonte de cinco años, se consideran 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, excluyendo los recursos previamente otorgados en 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.

Con motivo del otorgamiento de 3 nuevas Asignaciones el 28 de octubre de 2020 y adicionalmente 15 Asignaciones el 29 de marzo de 2021, el presente documento considera la exclusión de porciones de áreas que tenían traslape con las mismas. Las áreas excluidas significaron una reducción de la superficie total del orden de 9,325.1 km², así como una disminución en la cantidad recursos prospectivos, los cuales representan una disminución de 260.3 millones de barriles de petróleo equivalente (MMbpce) en comparación a los datos del año anterior.

En relación con lo anterior, la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal 2020-2024, da como resultado un total de 12,644.7 MMbpce en recursos prospectivos y 772.1 MMbpce en volumen remanente, en una superficie de 154,956.9 km². El inventario de áreas para la exploración y extracción mantiene tres categorías: Aguas Someras, Aguas Profundas y Terrestres Convencionales.

Actualmente, el inventario de áreas presenta 172 áreas remanentes para la conformación de bloques para la exploración y extracción, de los cuales 113 se ubican costa afuera y 59 en zonas terrestres de recursos convencionales. El inventario de áreas considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 168 áreas, mientras que los 4 restantes como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos.

El Plan Quinquenal 2020-2024 tiene como objetivo, alcanzar la soberanía y seguridad energética coadyuvando al rescate de las Empresas Productivas del Estado (EPE) mediante el establecimiento de las bases para la correcta administración y distribución de los recursos petroleros en el subsuelo a nivel nacional.

La Secretaría de Energía, tomando en consideración las atribuciones referidas en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y para garantizar la mejor toma de decisiones a favor de la Nación, analiza continuamente los resultados y avances de los Contratos para la Exploración y Extracción (CEE) adjudicados, con el fin de evaluar el desempeño de la estrategia licitatoria de los años anteriores y los alcances del Plan Quinquenal.



Para tal efecto, de forma anual la SENER realizará una evaluación de los mismos y, de conformidad con los resultados obtenidos, se actualizará el contenido del presente Plan Quinquenal.

Recursos Petroleros

Al 1 de enero de 2021¹, los recursos petroleros de México aún no descubiertos se estiman en 112,947.5 MMbpce, de los cuales 48,723.0 MMbpce (43%) corresponden a recursos convencionales y 64,224.5 MMbpce (57%) a recursos no convencionales. En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 22,846.1 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 7,984.4 MMbpce son reservas probadas (1P).

Volumen Remanente

La evaluación de reservas al 1 de enero de 2021 se realizó considerando el marco normativo vigente el cual contempla la participación de diversas empresas operadoras, por lo que para esta evaluación fue necesario contar con un indicador que refleje el potencial de hidrocarburos en cada campo y que no dependa de las características de una empresa operadora en particular, tal indicador es el volumen remanente.

De esta manera, se reportan 213,809.6 MMbpce de volumen remanente para campos del Estado, de los cuales el 54% se concentra en la provincia Cuencas del Sureste.

Avance de los CEE

La presente sección se elaboró con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) de la CNH², en junio de 2021 los Planes de Exploración de los CEE vigentes adjudicados en rondas de licitación, reportan una inversión de 2,142 millones de dólares (MMUSD), asimismo esta inversión considera entre otras actividades, la perforación de 14 pozos.

En cuanto al cumplimiento de los Planes de Desarrollo para la Extracción, los CEE vigentes adjudicados reportan una inversión de 2,835 MMUSD, esta inversión considera entre otras actividades, la perforación de 27 pozos.

De los de hidrocarburos producidos por los CEE vigentes adjudicados, de enero a junio de 2021 se han producido en promedio de 24.9 miles de barriles diarios (Mbd), y se espera para el periodo de enero a diciembre 2021 se haya producido un volumen promedio de aceite de 119.1 Mbd. Para el caso del gas, en el periodo de enero a junio 2021 se han producido un promedio 66 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) y se proyecta que para el periodo de enero a diciembre 2021 se produzca un volumen promedio de 228.9 MMpcd.

En relación con el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo de los CEE vigentes adjudicados a junio de 2021, han acreditado 1,391,951 Unidades de Trabajo (UT) de un total de 4,112,541, asimismo en el periodo de 2015 a 2021 presentan un total de 5,154 MMUSD de inversión ejercida.

¹ Reservas de hidrocarburos y recursos prospectivos de México al 1 de enero de 2021 fuente Comisión Nacional de Hidrocarburos mayo de 2021

² La información que se presenta en esta sección es conforme a los datos disponibles en el CNIH con corte a junio de 2021.



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 plazos, 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, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante Asignaciones a PEMEX o a través de contratos con éstas 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 a 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.

Para la elaboración del presente documento, la SENER tomó en cuenta lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND), específicamente en el Objetivo 3 “Economía” y Estrategia “Rescate del sector energético”.

En términos de producción, en junio de 2021 se registró un promedio de 1,616 ³Mbd de petróleo crudo sin líquidos condensados por la conjugación de una serie de eventos que llevaron a niveles históricamente bajos por la actividad económica mundial, donde el mercado petrolero es susceptible a choques de oferta (guerra de precios) y de demanda (COVID-19), mientras que los CEE vigentes reportaron una producción de 65 Mbd.

Con la asignación presupuestaria en el gasto de inversión prevista, PEMEX estima que logrará una producción de 1,957 Mbd petróleo y condensados (418 Mbd), y 4,477 MMpcd de gas natural sin considerar el nitrógeno producido de los campos para el 2022. Para conseguir estas metas de producción, Pemex Exploración y Producción (PEP) prevé una asignación de inversión de 273,049⁴ millones de pesos en 2022, destinados a la exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, 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. Dentro de los principales proyectos de infraestructura económica se encuentran: Integral Ku-Maloob-Zaap, Campo Ixachi, Crudo Ligero Marino, Cantarell, Chalabil Fase II e Integral Chuc.

Las cifras publicadas en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024, se actualizan en la presente Evaluación, en función de que los datos se actualizan conforme a los nuevos informes de reservas y recursos prospectivos. En consecuencia, también se actualiza el inventario de áreas con motivo de la reconfiguración que se suscita ante el otorgamiento de nuevas Asignaciones a la EPE o de las modificaciones de las que tenía vigentes.

³ Cifras promedio diario de producción operativa estimada a junio 2021, CNH

⁴ Plataforma de producción 2021 – al límite económico, PEMEX 2021



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 éste 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, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos mediante Asignaciones a EPE o a través de CEE con éstas 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 o 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 PND⁵ 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)



Figura 1. Metas Nacionales descritas en el PND

⁵ El 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

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 para 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 un cambio en la agenda y en la 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 en sus artículos 29, fracción II y 31, fracción II que corresponde a la SENER aprobar y emitir el Plan Quinquenal, con base en la propuesta que para tal efecto le remita la CNH.

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 técnicos de los CEE, establece los lineamientos técnicos de cada licitación y define los criterios de precalificación que deberán acreditar los participantes.

Por su parte, la CNH brinda asistencia técnica a la SENER en la selección de áreas contractuales, emite las bases que se observarán en los procesos de licitación conforme a los lineamientos que la SENER establezca, 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 de adjudicación y los mecanismos de adjudicación de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y a los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica.

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 2020-2024, la SENER podrá considerar las propuestas de áreas contractuales que reciba de cualquier empresa productiva del Estado o persona, sobre las cuales exista interés, siempre que éstas sean presentadas a más tardar en el segundo trimestre de cada año.

En el caso de la elaboración del Plan Quinquenal 2020-2024, ha ocurrido ante la especial circunstancia 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.

Asimismo, 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 con el fin 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

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

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

En este sentido, el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 excluye las 5 regiones que forman parte de las Zonas de Salvaguarda, las Áreas Naturales Protegidas (ANP⁶), 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).



Figura 2. Zonas de exclusión de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en Zonas de Salvaguarda y Áreas Naturalmente Protegidas (ANP)

Un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de PEMEX para que vuelva a operar como palanca del 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

⁶ Áreas Naturales Protegidas decretadas, CONANP, fuente consultada el 1 de junio de 2021.

actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México pueden llevarse a cabo mediante Asignaciones a PEMEX, o a través de CEE con éstas o con particulares.

La SENER adoptará 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 considerarían 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 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, considerando el nuevo alcance de los derechos concedidos a la EPE respecto de los recursos petroleros descubiertos y no desarrollados 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 SENER 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 2019-2023.

La Figura 3 muestra la localización de las Asignaciones vigentes, haciendo énfasis en que una parte importante de las áreas de exploración se encuentran en aguas someras, región en la que PEMEX ha demostrado tener un alto desempeño a nivel internacional realizando mejoras tecnológicas y mejores prácticas para incrementar la eficiencia en la exploración, perforación, terminación, reparación y operación de los pozos, a través de la automatización y digitalización de los procesos.



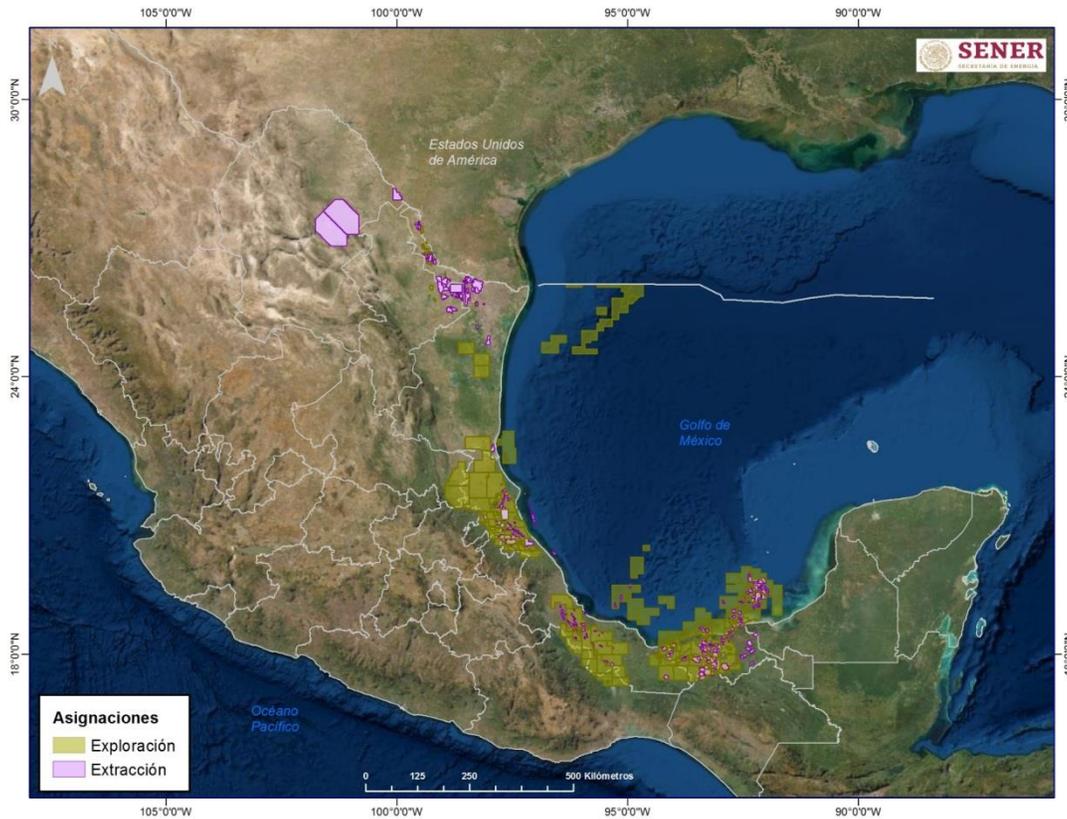


Figura 3. Asignaciones vigentes de PEMEX (SENER, julio 2021).

En términos de reservas probadas y probables (2P) PEMEX tiene asignado en una superficie de 118,194.7 km² un volumen aproximado de 12,873.0⁷ millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y recursos prospectivos por 15,589.0 MMbpce [Tabla 1], es decir el 84% y 14% del total nacional, respectivamente.

Tabla 1. Reservas y recursos petroleros de México asignados a PEMEX⁸

Tipo de Asignación	Número	Superficie (km ²)	Reservas 2P (MMbpce)	Recursos Prospectivos (MMbpce)
Extracción	258	21,678.4	10,143.6	-
Exploración y Extracción	111	94,080.5	1,986.6	15,589.0
Resguardo	45	2,435.8	742.8	-
Total	414	118,194.7	12,873.0	15,589.0

3.2 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 y 16 Áreas Contractuales en la Ronda 3. En relación con lo anterior, 31 de los CEE fueron adjudicados bajo la modalidad de Producción Compartida y 73

⁷ Cuantificación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2021, CNH.

⁸ En la Tabla 1, en el Total de la columna Superficie (km²) de la página 11 del Plan Quinquenal 2020-2024 se señaló el siguiente dato: "94,396.6", debiendo ser "94,389.1". Se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

bajo el esquema de Licencia, actualmente se encuentran vigentes 111 CEE incluyendo migraciones y asociaciones, en 3 diferentes ubicaciones (Figura 4).

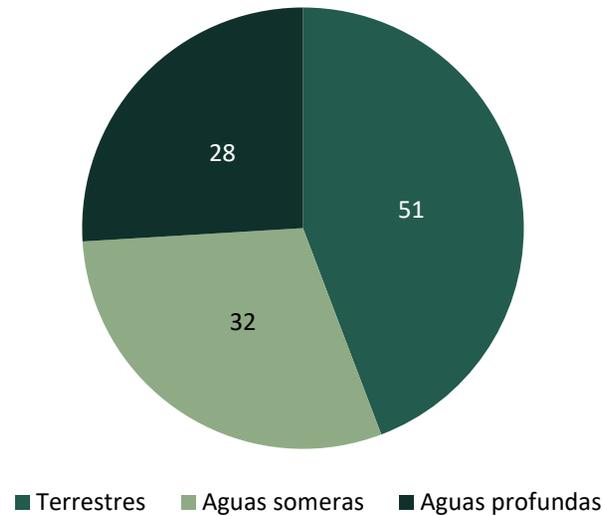


Figura 4. Ubicación de CEE adjudicados

Fuente: Junio, 2021. Cifras relevantes. <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 remanente⁹, en una superficie de 87,038 km² (Figura 5 y Figura 6).

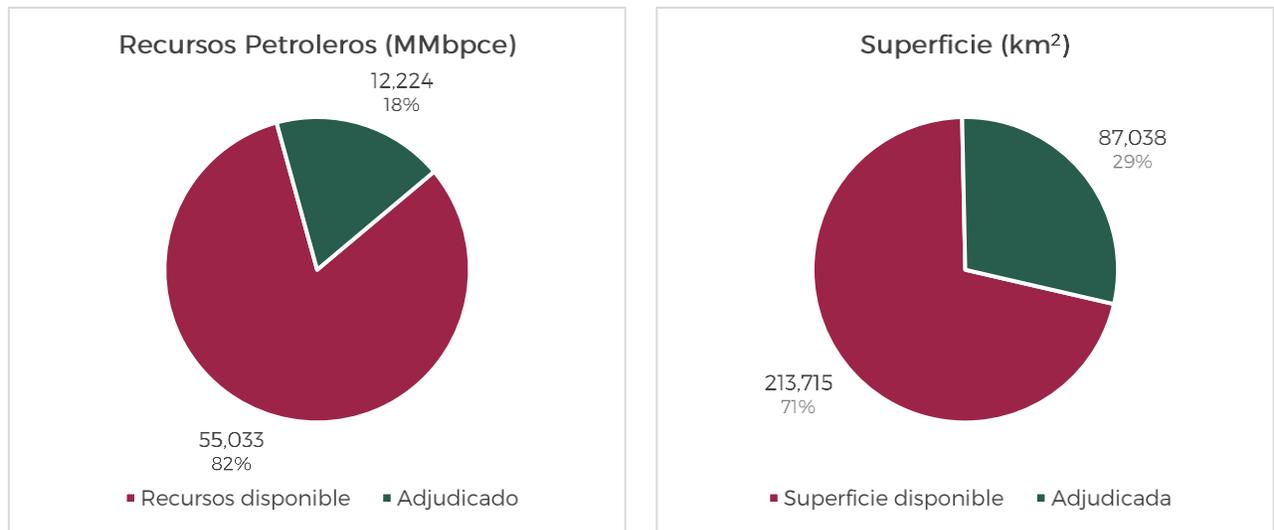


Figura 5. Adjudicaciones de las áreas establecidas en el Plan Quinquenal 2015-2019

Fuente: CNH

⁹ Recursos prospectivos y volumen remanente al 1 de enero de 2019.

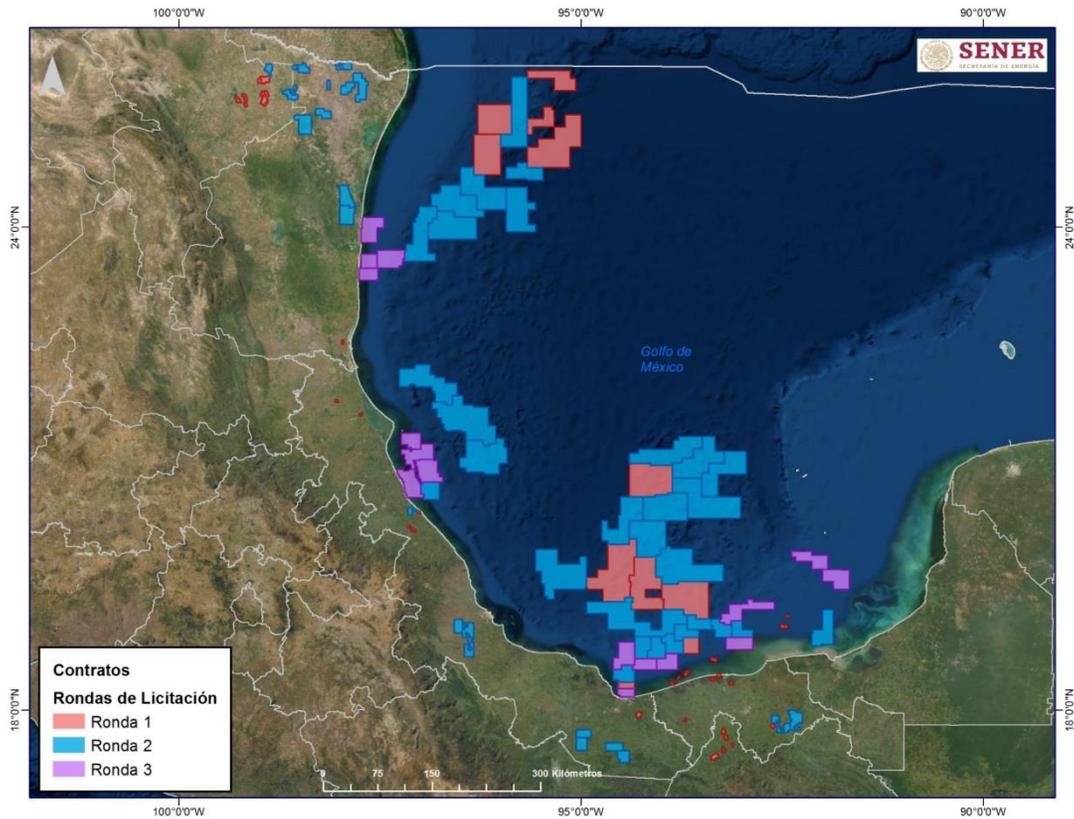


Figura 6. Ubicación de los CEE adjudicados

3.3 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 realizados en PEMEX

En el periodo 2016-2018 en PEMEX se llevaron a cabo 6 licitaciones públicas bajo la modalidad de Asociaciones con PEMEX, donde se lograron adjudicar asociaciones en los campos: Cárdenas-Mora, Ogarrío y Trión, pronosticando recuperar una producción de 630 MMbpce.

La única migración sin socio corresponde al campo Ek-Balam. Actualmente se tienen 4 migraciones vigentes 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 (Figura 8).

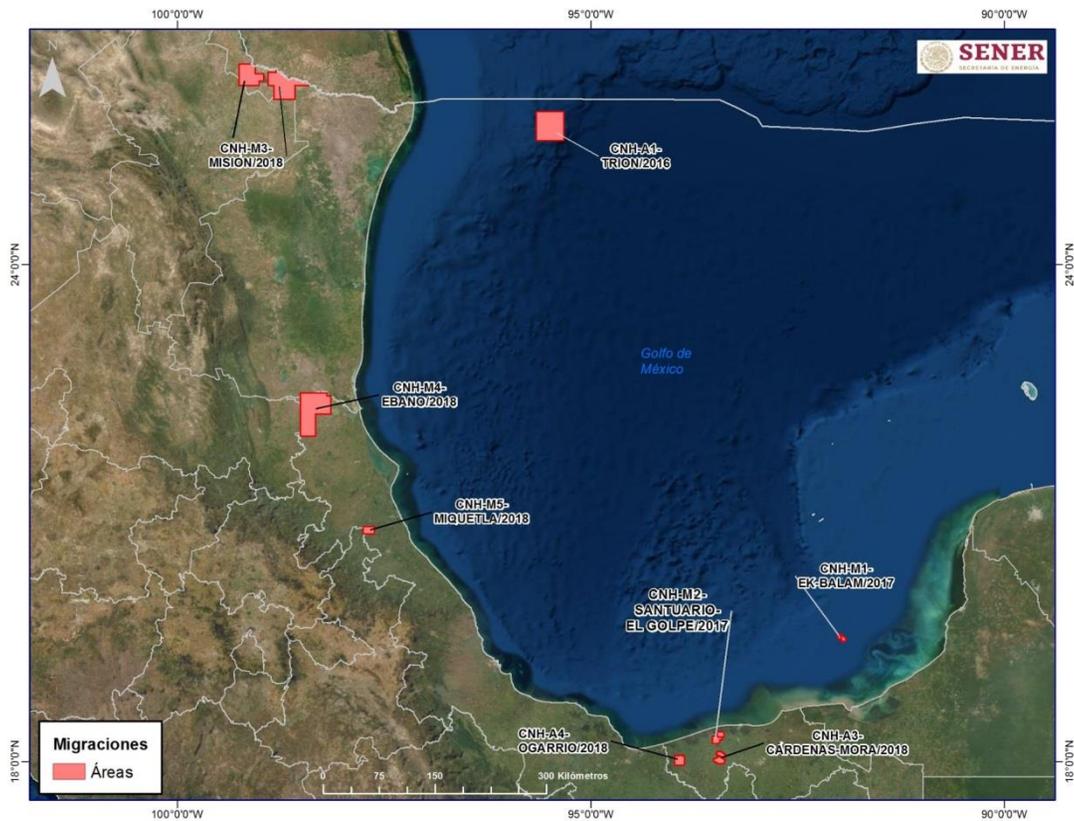


Figura 8. Ubicación de Migraciones otorgadas a PEMEX

3.4 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 empresas productivas del Estado 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 6 de del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, así como de la regulación emitida por la propia CNH.

Al 10 de junio de 2021, la CNH ha autorizado más de 90 proyectos a 22 compañías para desarrollar trabajos de adquisición y reproceso sísmico, estudios magnéticos, geoquímicos, de mineralogía y esfuerzos gravitacionales, así como registros de pozos¹⁰ (Figura 9 y Figura 10).

¹⁰ Comisión Nacional de Hidrocarburos, ARES Otorgadas, consultado el mes de julio de 2021. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>



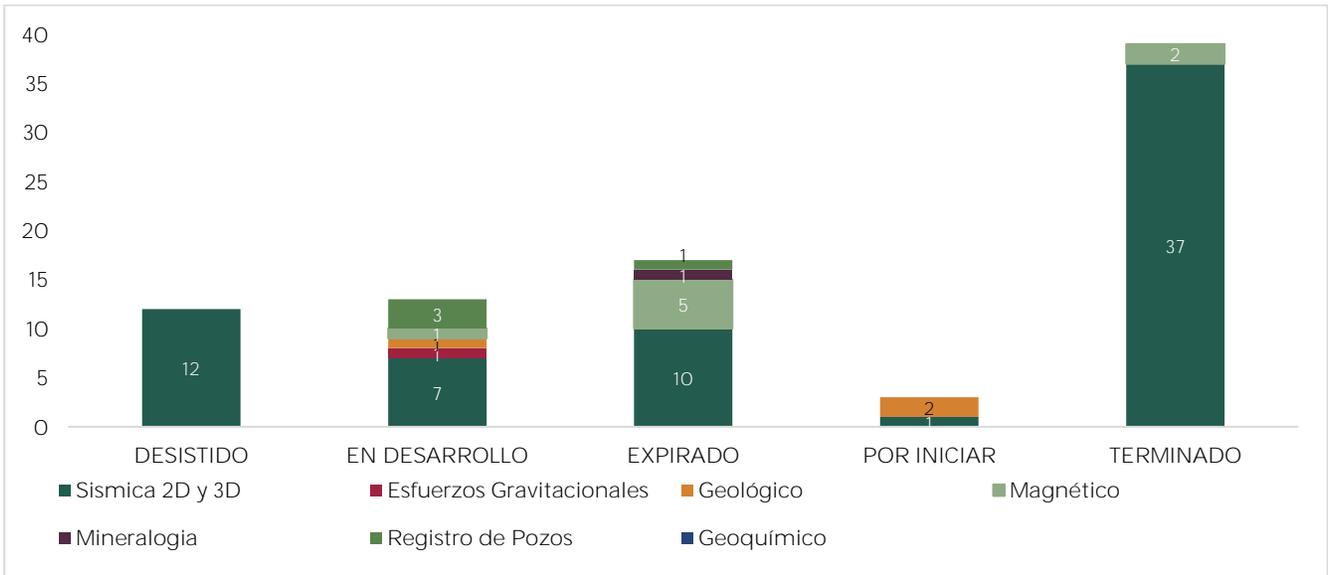


Figura 9. Estado que guardan las ARES autorizadas por CNH a julio de 2021
 Fuente: <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

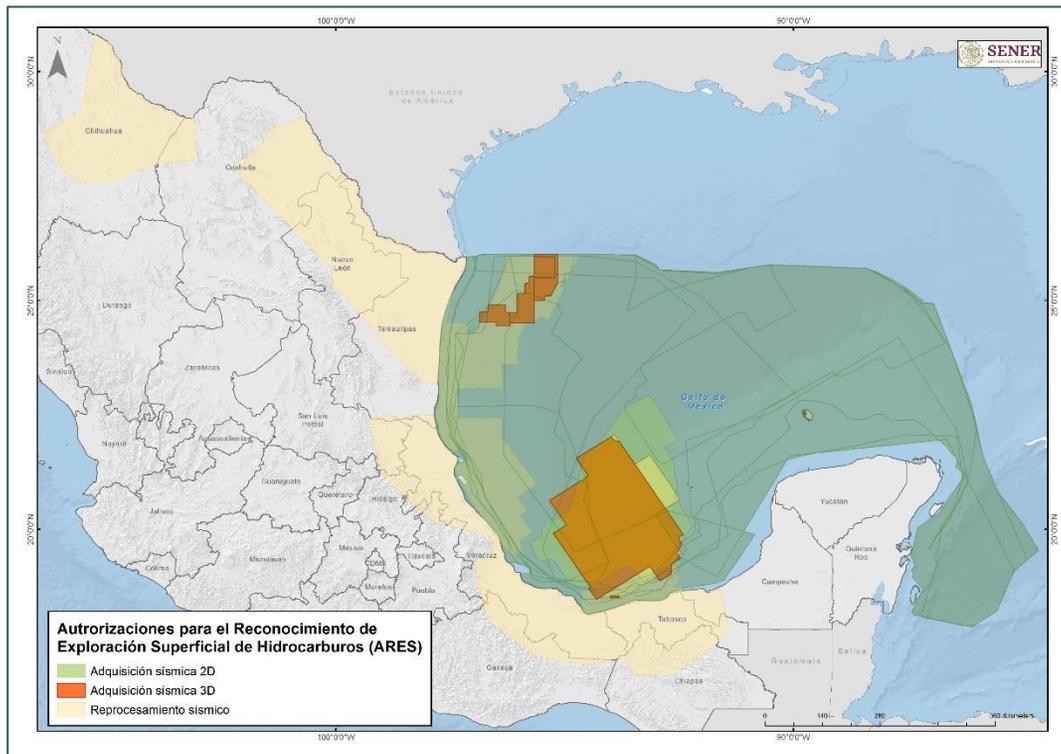


Figura 10. ARES otorgadas por la CNH
 Fuente: <https://cnh.gob.mx/informacion/mapas-ares?tab=5596>

La posibilidad de solicitar una ARES detonó la adquisición de información sísmica en el Golfo de México. En el periodo comprendido entre 2015-2019 se triplicó el acervo de información sísmica 2D del país con la adquisición

de 333 mil km de líneas sísmicas al cierre de 2018, así como la adquisición y reprocesamiento de 206 mil km² y 510 mil km² de sísmica 3D, respectivamente¹¹.

Las aplicaciones de empresas para obtener una ARES (Figura 11) han sido principalmente enfocadas a la adquisición o reprocesamiento de información sísmica, de las 22 empresas autorizadas, 18 de ellas han optado por la solicitud de dichas autorizaciones, 2 han aplicado para autorizaciones de estudios magnéticos y 3 para registros de pozos. En los estudios de esfuerzos gravitacionales, mineralogía, geológicos y geoquímicos, solamente tienen aplicación de una empresa cada uno¹², hasta el 10 de junio de 2021 la CNH ha recibido 237 Avisos de Inicio correspondientes a 112 proyectos de Asignatarios y 125 proyectos de contratistas.

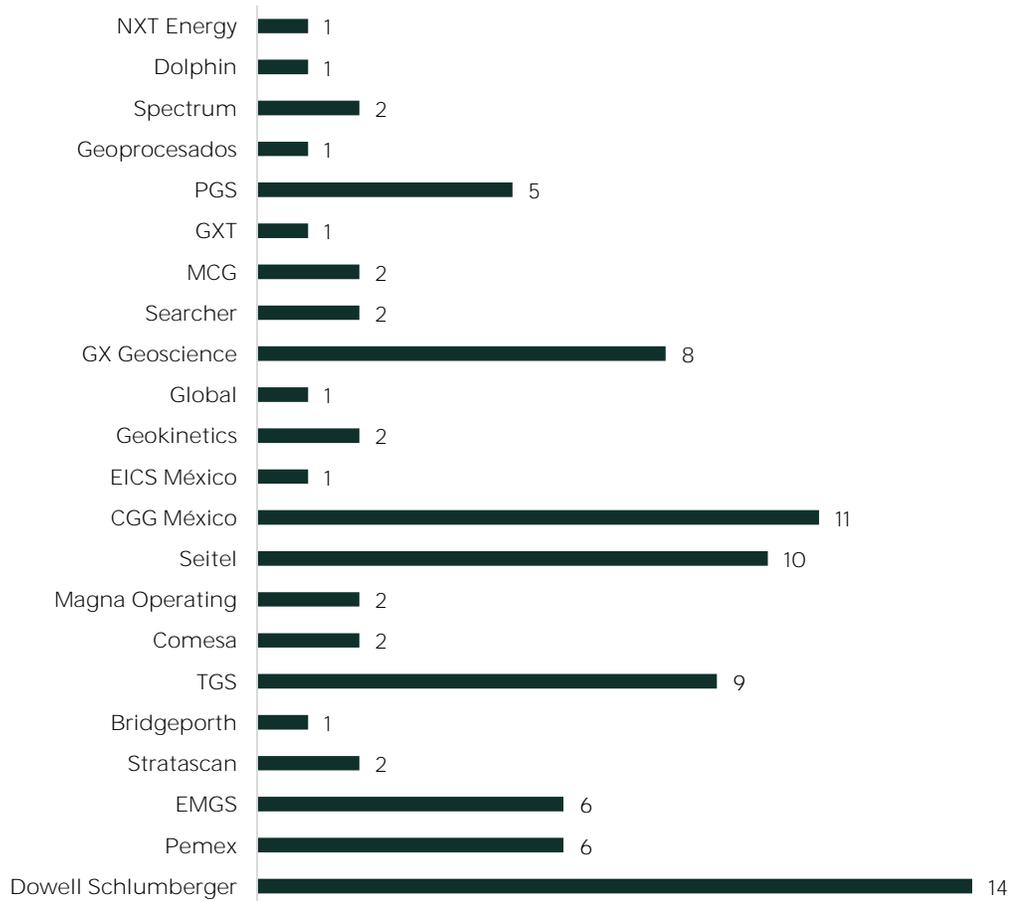


Figura 11. Empresas autorizadas para reconocimiento y exploración superficial
Fuente: <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

Toda esta actividad en ARES también se traduce en inversión y oportunidades de negocio para la industria petrolera nacional, de acuerdo con la CNH la inversión ejercida en ARES en desarrollo, desde 2015 hasta junio de 2021 con información más reciente remitida por la CNH, ascendió a 4,588 MMUSD (Figura 12 y Figura 13).

¹¹ CNH, Reporte ARES actualizado al mes de abril de 2021, consultado el 14 de julio de 2021. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/1296/reporte-ares.pdf>

¹² CNH, ARES Otorgadas, consultado el mes de julio 2021. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

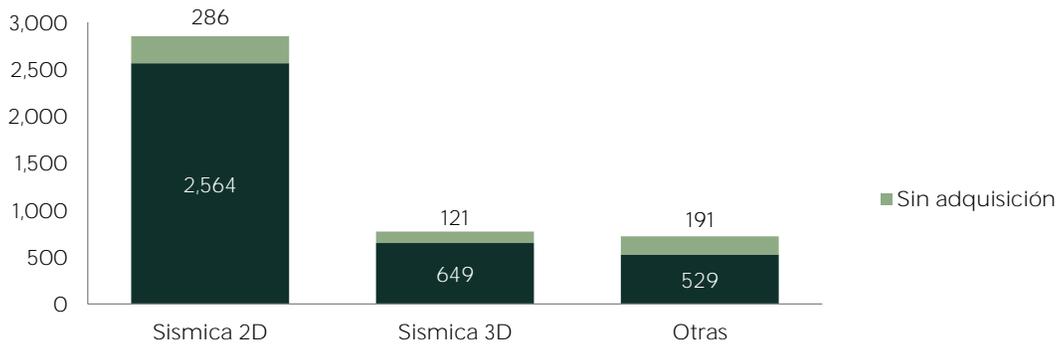


Figura 12. Inversiones para las ARES autorizadas por CNH 2021 (MMUSD)
Fuente: CNH

A la fecha, por actividades resultantes de las ARES, en el periodo de 2015-2021 el Estado recibió 4,340 MMUSD por concepto de estudios exploratorios de las ARES¹³.

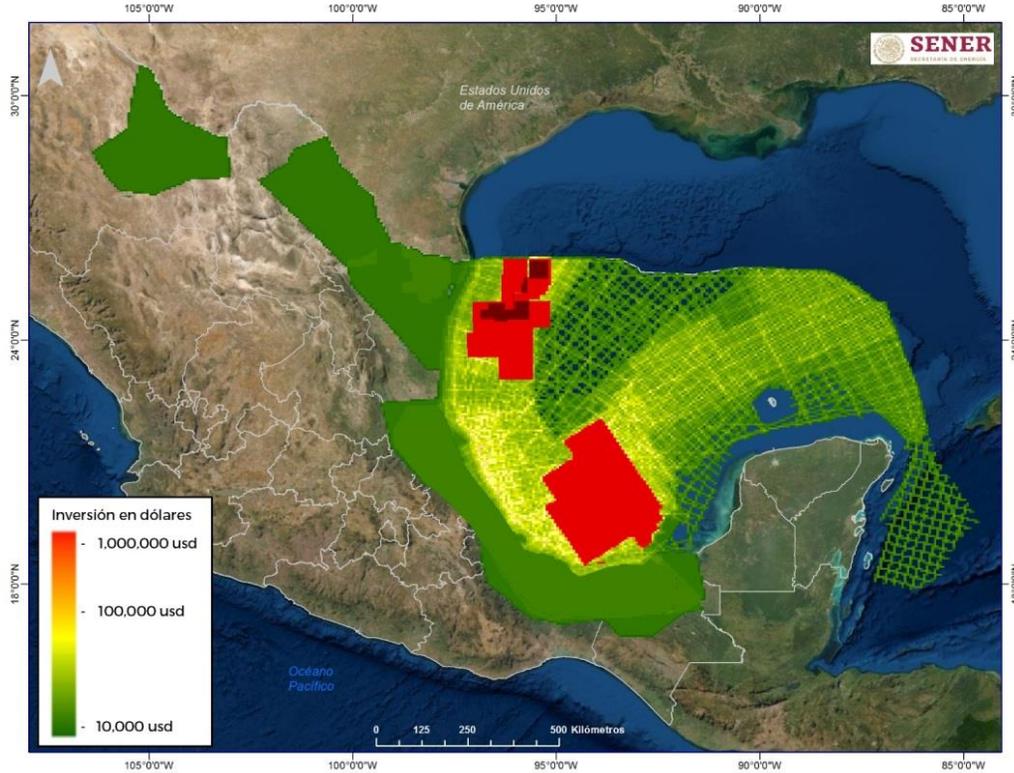


Figura 13. Inversión estimada en dólares por cada 40 km² por concepto de ARES¹⁴ para adquisición o reprocesamiento sísmico
Fuente: SENER con información de CNH

¹³ CNH Inversiones en información, https://hidrocarburos.gob.mx/media/3647/inversiones_informacion.pdf

¹⁴ Fuente: <https://cnh.gob.mx/informacion/mapas-ares?tab=5597>

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 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.

4.1 PROVINCIAS GEOLÓGICAS PETROLERAS

De las 23 provincias geológicas mencionadas, 14 se definen como Provincias Petroleras de las cuales 12 se encuentran con sistemas petroleros activos (Figura), y que se describen a continuación.

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

Los descubrimientos de gas seco en la Provincia Sabinas-Burro-Picachos iniciaron en 1972, esta provincia se constituye principalmente por rocas sedimentarias del Mesozoico, las cuales producen principalmente gas seco; las del Jurásico Superior (Formación [fm] La Casita) con las más altas concentraciones de carbono orgánico total (COT) reportadas (1.0-6.0%) y 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 Formación Agua Nueva y el Jurásico-Tithoniano con la Formación Pimienta. En México el equivalente productivo de la Formación Eagle Ford es la Formación Agua Nueva, mientras que la Formación Pimienta se correlaciona con la lutita de Haynesville de la cuenca del Este de Texas.

La Formación Agua Nueva se encuentra en la ventana generadora de aceite y gas, con un Contenido Orgánico Total (COT) de 1.0-3.0% y un kerógeno tipo II, mientras que la Formación 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. Cahuascal, 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 aceites en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno Superior. 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.

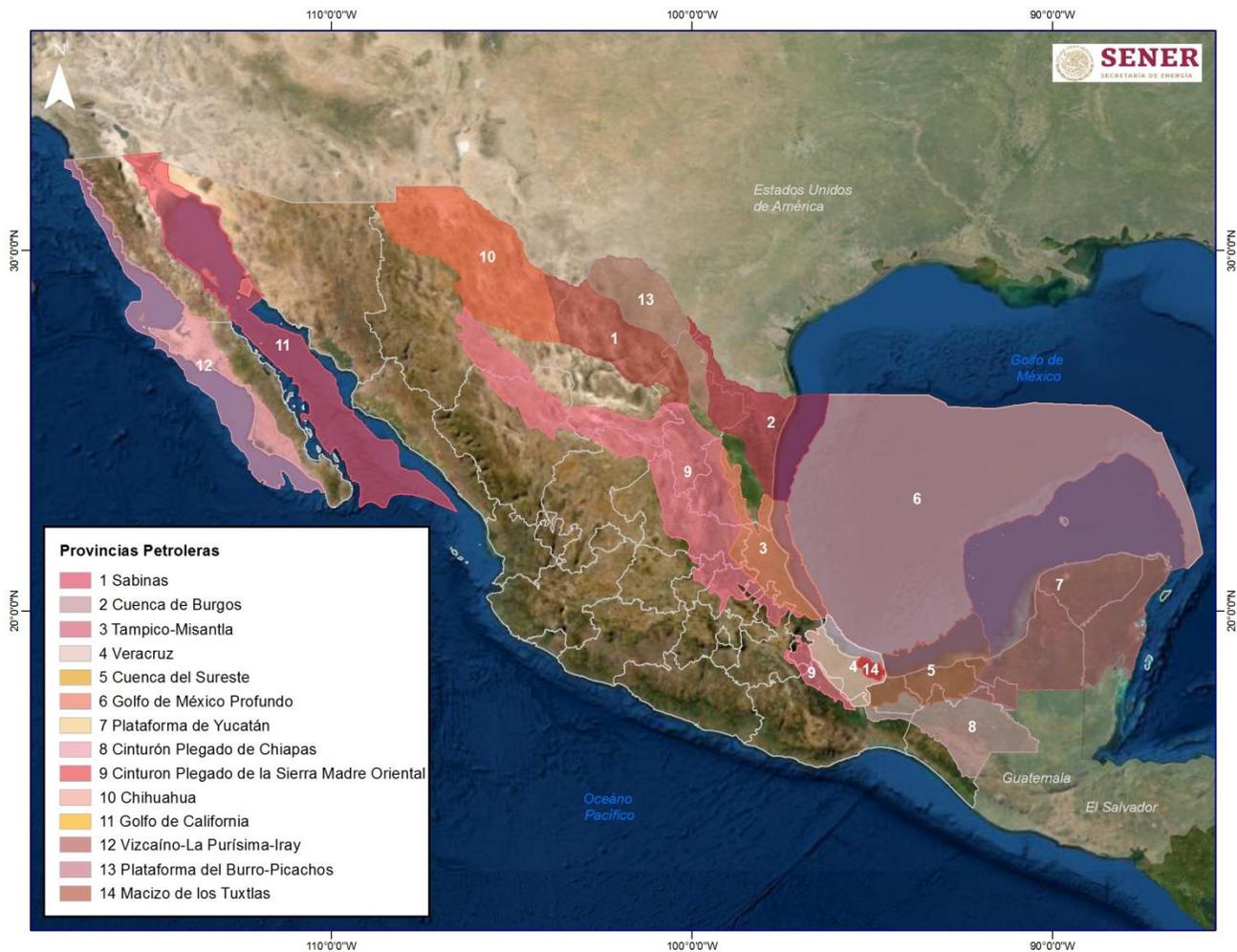


Figura 14. Provincias petroleras de la República Mexicana
 Fuente: SENER

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 recientemente con el pozo Nobilis-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas. Los campos más importantes de esta última son Noxal, Lakach, Lalail, Kunah, Piklis, Nat y Hem. Por su parte, en el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite 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 Formación Cobán del Cretácico Inferior-Medio y de rocas almacenadoras carbonatadas del Cretácico. Las trampas son estructurales sutiles y estratigráficas. En esta provincia se ha establecido producción únicamente en Guatemala y Belice.

8.- Cinturón Plegado de Chiapas: En esta provincia se ha establecido producción comercial de aceite y condensados. Las rocas generadoras corresponden a calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano y secuencias 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 la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con estimación de recursos prospectivos.

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

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

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

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

4.2 RECURSOS PETROLEROS

En México, la clasificación de los hidrocarburos considera los volúmenes descubiertos o no descubiertos, tanto las convencionales, como las que se denominan no convencionales¹⁵ además de las cantidades ya producidas. La metodología que se ha utilizado para la evaluación de recursos petroleros en México sigue las normas establecidas

¹⁵ 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.

por la Society of Petroleum Engineers, el World Petroleum Council, la American Association of Petroleum Geologists. A esta clasificación se le denomina Petroleum Resources Management System (PRMS).

De conformidad con la evaluación realizada al 1 de enero de 2021, los recursos petroleros de México¹⁶ [Tabla 2] aún no descubiertos se estiman en 112,947.5 MMbpce, de los cuales 48,723.0 MMbpce (43%) corresponden a recursos convencionales y aproximadamente 64,224.5 MMbpce (57%) a recursos no convencionales. En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 22,846.1 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 7,984.4 MMbpce son reservas probadas (1P).

Tabla 2. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2021 (MMbpce) ¹⁷

Provincia petrolera*	Producción acumulada**		Reservas petroleras (MMbpce)			Recursos prospectivos (MMbpce)	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Burgos	2,486.4	4%	168.4	251.9	348.9	3,204.0	10,759.7
Cinturón Plegado de Chiapas	-	-	-	-	-	1,172.0	-
Cinturón Plegado Perdido	-	-	-	-	-	-	-
Cuencas del Sureste	50,180.4	80%	5,403.6	8,523.4	12,436.2	14,466.0	-
Golfo de México Profundo	-	-	60.3	164.7	164.7	23,929.0	-
Plataforma de Yucatán	-	-	-	-	-	1,778.0	-
Sabinas-Burro-Picachos	85.6	0%	4.3	14.5	42.6	395.0	13,950.2
Salina del Istmo	-	-	-	-	-	-	-
Tampico-Misantla	6,555.0	10%	826.2	3,026.2	5,266.6	2,347.0	38,941.8
Veracruz	965.3	2%	714.0	1,396.1	2,096.6	1,432.0	562.8
Reservas Asociadas a CEE	2,305.2	4%	807.6	1,871.6	2,490.5	-	-
Total	62,577.9	100%	7,984.4	15,248.4	22,846.1	48,723.0	64,224.5

Notas: *Las provincias petroleras de Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray, no cuentan con evaluación de recursos petroleros. ** Considera un factor de conversión de 5.2 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.

En términos generales, en la tabla anterior, tres provincias petroleras sobresalen por su potencial: Cuencas del Sureste, Golfo de México Profundo y Tampico Misantla. La primera, Cuencas del Sureste, ha sido históricamente la que mayor producción ha aportado, acumulando 50,180.4 MMbpce (80% de la producción total). Además, cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (54% del total) y con un importante volumen de recursos prospectivos estimado en 14,466.0 MMbpce.

¹⁶ <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>

¹⁷ En las páginas 21 y 22 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 2, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

La segunda en importancia es la provincia del Golfo de México Profundo que, a pesar de no reportar producción, cuenta con un estimado de recursos convencionales prospectivos de 23,929.0 MMbpce. Los recursos petroleros en ambas provincias confirman el potencial productor de las aguas territoriales del Golfo de México y representan 79% de los recursos prospectivos convencionales del país. Finalmente, la provincia de Tampico-Misantla registra el mayor potencial de recursos prospectivos no convencionales estimado en 38,942.0 MMbpce.

Las cifras anteriores destacan el potencial con el que cuenta México. Es importante añadir que la Tabla 2 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. Por lo tanto, se utiliza tanto el volumen de hidrocarburos en las categorías 1P, 2P y 3P, como el volumen remanente de hidrocarburos. Es importante señalar que las cifras pueden no coincidir por redondeo.

4.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas se definen como el volumen de hidrocarburos, calculado a condiciones atmosféricas por métodos geológicos y de ingeniería, que se estima serán recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación. La estimación integra procesos de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, producción y evaluación económica.

La CNH es el órgano regulador responsable de la cuantificación, evaluación y consolidación de las reservas de hidrocarburos de México. El 13 de agosto de 2015, se publicaron en el DOF los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados, mismos que se modificaron el 15 de abril de 2016. En 2016, la CNH inició un proceso de revisión a dichos Lineamientos que derivó en el Acuerdo CNH.E.58.001/17.¹⁸ La Tabla 3 muestra la clasificación de las reservas.

Tabla 3. Sistema de administración de recursos petroleros



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

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

¹⁸ 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 julio de 2021.

De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2021 (Figura 15), México cuenta con reservas totales por 22,846.1 MMbpce, probada de 7,984.4 MMbpce¹⁹, probable por 7,264.0 MMbpce y posible por 7,597.7 MMbpce. Como lo muestra la Figura 15, más de la mitad de las reservas (67%) se clasifican como reservas 2P.



Figura 15. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2021 (MMbpce).
Fuente: CNH y SENER (2021).

En términos comparativos, entre las provincias petroleras (Figura 16) el 78% de la reserva probada se concentra en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Estas provincias poseen 73% y 81% de la reserva probable y la reserva posible, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 22,846.1 MMbpce, la reserva probada equivale al 35% (7,984.4 MMbpce), mientras que la reserva probable y la reserva posible son 32 % (7,264.0 MMbpce) y al 33% (7,597.7 MMbpce), respectivamente.

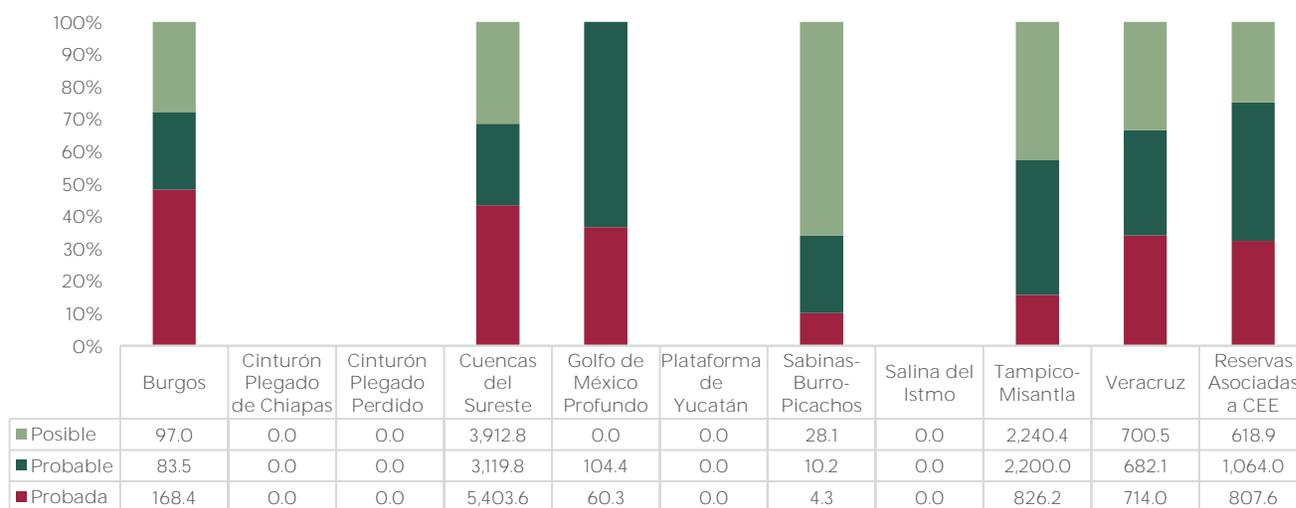


Figura 16. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce).
Fuente: CNH y SENER (2021).

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

4.4 VOLUMEN REMANENTE DE HIDROCARBUROS

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

¹⁹ CNH. 2021. Reservas al 1 de enero del 2021.

La evaluación de reservas al 1 de enero de 2021 se realizó considerando el marco normativo vigente que contempla la participación de diversas empresas operadoras, para el cual es necesario utilizar un indicador que refleje el potencial de hidrocarburos en cada campo que no dependa de las características de una empresa operadora en particular, tal indicador es el volumen remanente que se describe en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Volumen Remanente

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

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

De esta manera, a enero de 2021, se reportan 213,809.6 MMbpce de volumen remanente para campos del Estado (Figura 17), de los cuales 54% se concentra en la provincia Cuencas del Sureste.

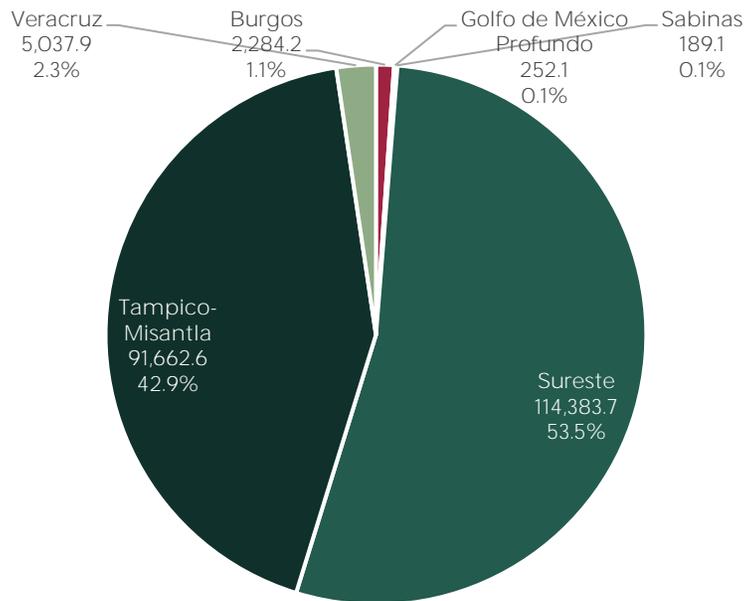


Figura 17. Volumen remanente (MMbpce) del Estado al 1 de enero de 2021.

Fuente: CNH (2021)

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

4.5 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 2020, la producción anual se ubicó en 907 MMbpce y la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos ascendió a 20% con la adición de 182 MMbpce a los inventarios nacionales, mientras que la tasa de restitución integral de reservas 1P se ubicó en 92% como consecuencia de la adición de 831 MMbpce por nuevos descubrimientos y revisiones de campos es necesario mencionar, que desde 2016 no se había tenido una restitución tan favorable en las reservas probadas (Figura 18).

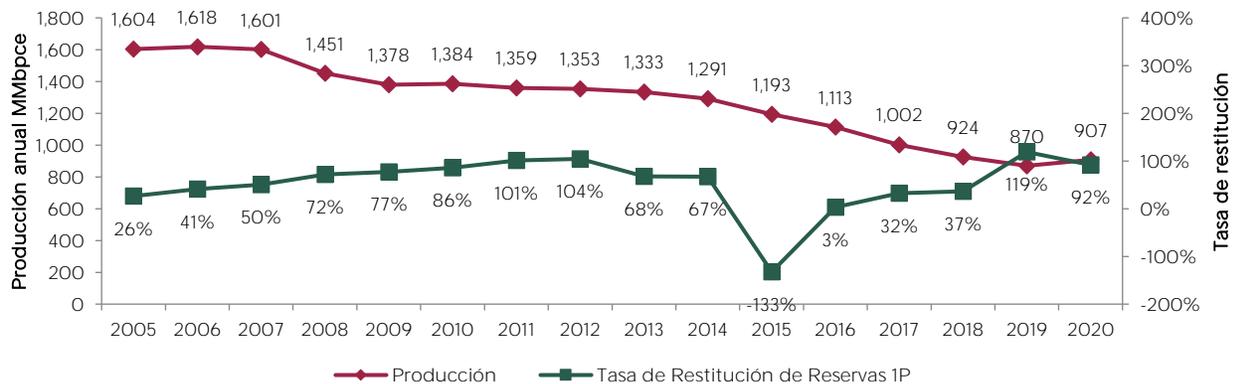


Figura 18. Producción anual y restitución de reservas al 1 de enero de 2021
 Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

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 3,383 Mbd, a partir de entonces la producción ha ido en declive hasta el año 2020 cuyo volumen fue de 1,663 Mbd lo que equivale a una caída del 49%. Resultado de la caída en la producción del campo Akal y la declinación natural de alrededor del 70% de los campos productores, los cuales ya alcanzaron su producción máxima. A partir de septiembre de 2020, a junio de 2021 se observó un incremento en la producción de petróleo crudo al pasar de 1,644 Mbd a 1,679 Mbd.

Al primer semestre de 2021 (Figura 19) se observó que el 92% de la producción corresponde a las Asignaciones y el 8% a los CEE. El 92% de la producción nacional de petróleo crudo proviene de campos maduros. El 65% de la producción se concentra en 10 Asignaciones. Por ubicación la extracción de crudo se concentra principalmente en aguas territoriales (83%) y el resto en zona terrestre (17%).

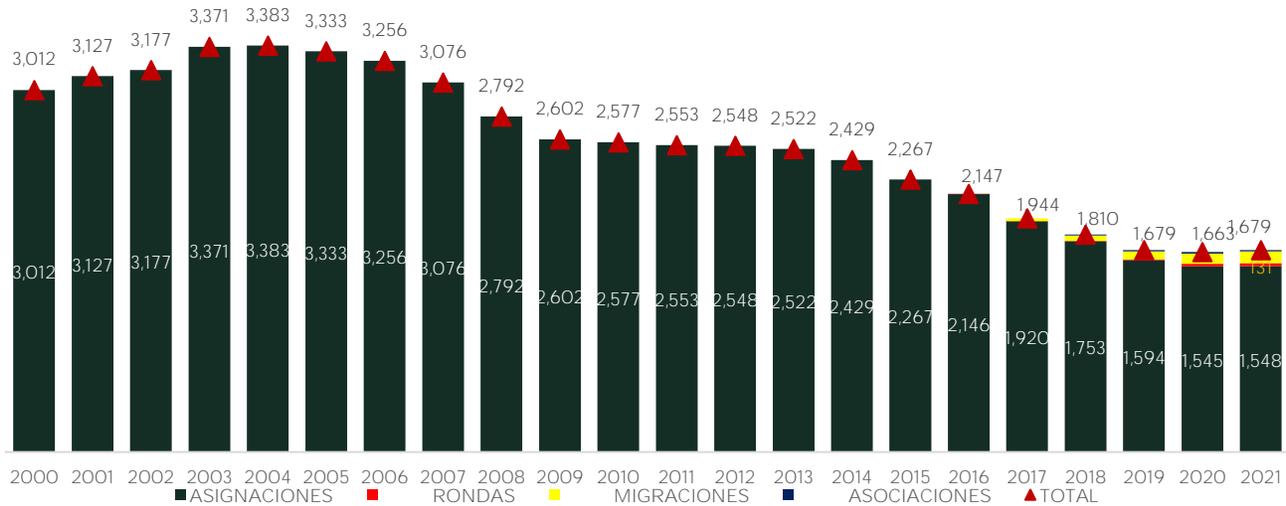


Figura 19. Producción de Petróleo crudo de México 2000-2021 (Mbd).
 * datos 2021 promedio real enero-junio
 Fuente: SENER con información de CNH

La producción de gas natural de México para el período de 2000-2021 se comportó de forma similar a la producción de crudo por contar con la componente de gas asociado. En 2009 se alcanzó la máxima producción de gas natural con 7,030 MMpdc con respecto al año 2020 donde alcanzaron 3,843 MMpdc, representando una caída del 54.7%.

Al primer semestre de 2021 (Figura 20) se reporta que el 94% de la producción de gas natural proviene de Asignaciones y el 6% de CEE, alcanzando una producción de 3,812 MMpdc; así mismo el 62% de la producción de gas se concentra en 10 Asignaciones. Mientras que la extracción de gas natural principalmente se localiza en aguas territoriales (54%) y zona terrestre (46%).

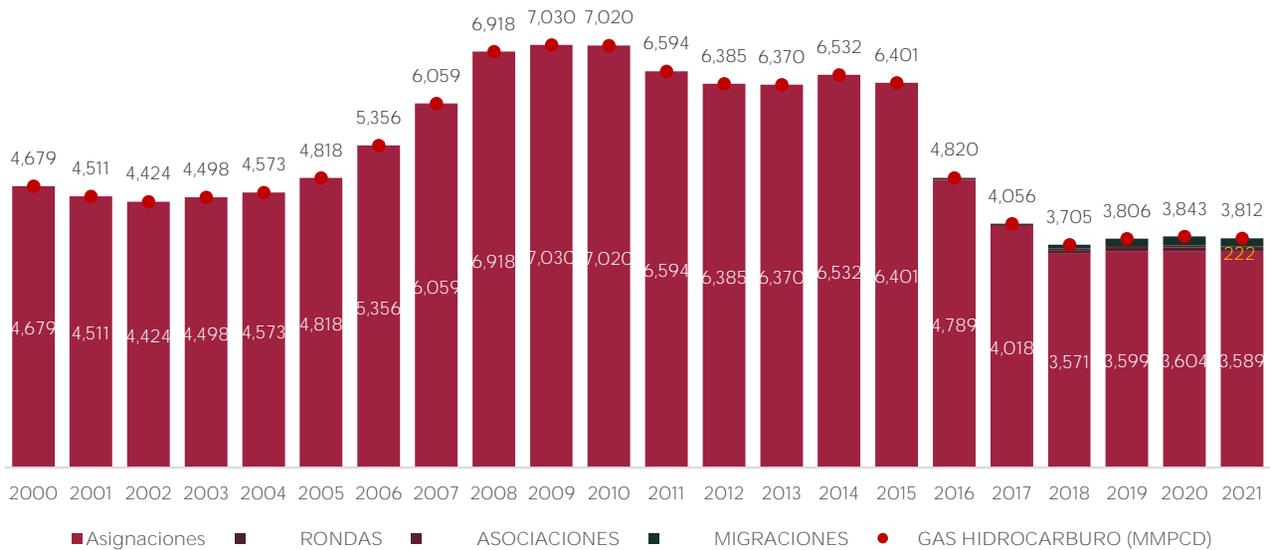


Figura 20. Producción de Gas Natural ¹sin Nitrógeno de México 2000-2021 (MMpdc).
 * datos 2021 promedio real enero-junio
 Fuente: SENER con información de CNH

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 que están completamente contenidos en las entidades federativas; en segundo, se identifican aquéllos cuya reserva está compartida entre dos o más entidades federativas y, finalmente, se identifican los campos ubicados en aguas territoriales.

La descripción considera las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos al 1 de enero de 2021 realizadas por PEMEX en 606 campos de un total de 666 a nivel nacional, de los cuales 461 están ubicados en 10 entidades federativas, 40 en dos o más entidades federativas y 105 en las aguas territoriales del Golfo de México, así como las actividades de los contratistas en 60 campos adjudicados en las rondas de licitación, consolidados en 3 agrupaciones. La Tabla 4 muestra el detalle de la distribución por ubicación.

Tabla 4. Reservas y volumen remanente por ubicación²⁰

Ubicación	Núm. de Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Vol. remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Aguas Profundas	1	60.3	164.7	164.7	252.1
Aguas Someras	110	4,981.1	8,543.3	12,219.3	88,523.7
Terrestre	477	2,790.3	5,633.7	8,401.5	114,412.5
Terrestre No Convencionales	78	152.7	906.7	2,060.6	28,178.3
Total general	666	7,984.4	15,248.4	22,846.1	231,366.6

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2021, CNH.

En la Tabla 5 se aprecia que, por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (180), seguido por Tamaulipas (99) y Tabasco (87). En ellos se concentra la mayor cantidad de reserva remanente 2P (4,079.0 MMbpce) y de volumen remanente 3P (88,718.3 MMbpce). Estas tres entidades contienen 55% de los campos, 27% de la reserva remanente 2P y 39 % del volumen remanente.

Tabla 5. Estimación de reservas por Entidad Federativa y tipo de área²¹

Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche	4	18.5	31.4	40.7	74.5
Chiapas	15	19.4	27.9	35.2	1,558.0
Coahuila	19	2.6	2.9	6.0	165.7
Hidalgo	1	0.0	0.0	0.0	0.2
Nuevo León	49	43.9	73.5	120.4	616.0
Puebla	6	21.6	62.9	78.3	964.4
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Tabasco	87	542.3	657.1	836.6	25,501.1
Tamaulipas	99	163.0	249.4	349.7	4,234.6
Veracruz	180	1,126.1	3,172.5	5,691.2	60,913.8
Aguas Territoriales	105	4,641.3	7,456.7	10,653.0	84,154.2
Compartidos	40	598.1	1,642.5	2,544.5	35,610.6
CEE	60	807.6	1,871.6	2,490.5	17,573.5
Total	666	7,984.4	15,248.4	22,846.1	231,366.6

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2021, CNH.

²⁰ En la página 29 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 4, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

²¹ En las páginas 29 y 30 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 5, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

Posteriormente, Chiapas, Nuevo León y Puebla, en conjunto agrupan 70 campos, en tanto que su reserva remanente 2P es de 164.3 MMbpce, lo que representa 1% del total y 1% del volumen remanente. A pesar de su baja participación actual, se estima que el incremento en los estudios técnicos permitirá aumentar los recursos de hidrocarburos en estas entidades.

De los campos con reservas compartidas entre dos o más entidades, existen 40 campos que acumulan reservas totales por 2,544.5 MMbpce y un volumen remanente aproximado de 35,610.6 MMbpce, es decir, 16% del total. La Tabla 6 presenta el detalle de esta información.

Tabla 6. Reservas remanentes en campos compartidos²²

Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche - Tabasco	2	1.6	2.4	2.9	20.3
Chiapas - Tabasco	9	112.3	131.8	137.5	4,417.4
Hidalgo - Veracruz	1	0.0	27.0	138.8	3,347.9
Nuevo León - Tamaulipas	9	20.2	26.6	34.1	255.6
Puebla - Veracruz	12	447.5	1,436.5	2,207.0	26,873.6
Tabasco - Veracruz	5	15.9	17.4	22.8	622.2
Tamaulipas - Veracruz	2	0.6	0.8	1.4	73.6
Total	40	598.1	1,642.5	2,544.5	35,610.6

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2021, CNH.

Respecto a la tabla anterior, se observa que Puebla y Veracruz comparten 26,873.6 MMbpce de volumen remanente y 2,207.0 MMbpce de reserva 3P aproximadamente, cifras que representan 75% y 87% del total, respectivamente. Este recurso proviene principalmente de la provincia de Tampico-Misantla.

4.8 RECURSOS PROSPECTIVOS

Los recursos prospectivos representan el volumen de hidrocarburos estimado a una cierta fecha, con base en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables mediante proyectos de desarrollo futuros. Los recursos prospectivos son subdivididos de acuerdo con su nivel de certidumbre en recursos asociados a plays²³, oportunidades exploratorias y prospectos²⁴.

La evaluación del potencial es la etapa que ha llevado a cuantificar que el potencial no descubierto técnicamente recuperable de México es de 112,947.5 MMbpce, lo que equivale prácticamente al doble de los recursos extraídos en el país en los últimos 100 años. Como se muestra en la Figura 21 en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 57% de recursos no convencionales y 43% de recursos convencionales.

²² En la página 30 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 6, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

²³ Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

²⁴ Diario Oficial de la Federación, 2013. Resolución CNH.11.001/13 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece los Lineamientos para el análisis y evaluación de los recursos contingentes y prospectivos de la Nación y del proceso exploratorio y su seguimiento. Disponible en: <https://cnh.gob.mx/media/12182/lineamientos-recursos-prospectivos-y-contingentes-versi%C3%B3n-consolidada-pdf.pdf>, consultado el 25 de septiembre de 2020.



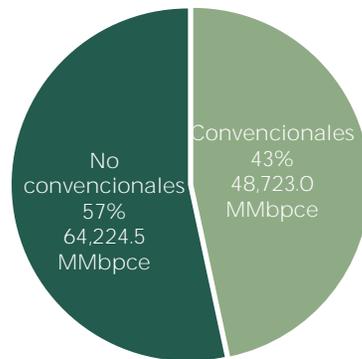


Figura 21. Recursos prospectivos de hidrocarburos (MMbpce)

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias IV-(2018) y Base de Datos de Plays, ambas de CNH.

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

- 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 48,723.0 MMbpce. Derivado de lo anterior, la Nación aún cuenta con un gran potencial petrolero, a través de las actividades petroleras para la evaluación y reclasificación de estos recursos serán traducidas a reservas que con la política actual se administre la producción de hidrocarburos en cumplimiento que demanda el Sistema Nacional de Refinación (SNR).

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 la explotación de estos recursos tienen la premisa de que para aumentar el conocimiento de estas áreas, la incorporación de reservas y la producción de hidrocarburos, es necesario incentivar la inversión en estudios de exploración, particularmente en el área del Golfo de México Profundo y de las cuencas precursoras de recursos no convencionales.

5. PROCESO DE LA PRIMERA 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 reserva-producción de las Asignaciones y CEE adjudicados y con base en ellos aprobó 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 evaluarán 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 realizará la evaluación de estos y, con los resultados obtenidos, podrá actualizar el contenido de la presente evaluación del Plan Quinquenal.

5.1 PREMISAS GENERALES PARA LA PRIMERA 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 la producción que aporta en los pronósticos de producción, así como en la producción actual.

La estimación de producción de petróleo crudo y gas natural para el periodo comprendido entre 2021-2030, considera los límites de producción que PEMEX estima alcanzar. En el caso de la producción de CEE, el límite fue proporcionado por la CNH, que considera un riesgo por incumplimiento en la ejecución de los CEE, basado en los criterios anteriores se construyó un escenario de prospectiva de producción de aceite para este documento.

Para lo anterior, la actual política energética prioriza inversiones en aguas someras y terrestres convencionales, relegando actividades en aguas profundas y terrestres no convencionales, considerando restricciones presupuestales, requerimientos de incorporación de reservas, nuevos descubrimientos con mayor potencial y el riesgo por incumplimiento en la ejecución de CEE.

5.2 AVANCE DE CEE DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN

El resultado de los avances de los CEE vigentes comprenden el periodo 2015-2021, tomando en consideración elementos como el cumplimiento en la inversión, actividad física y el programa mínimo de trabajo, así como el volumen de hidrocarburos producidos, que se basa solo en lo programado en 2021. Como se mencionó anteriormente se tomaron en consideración los indicadores históricos desde 2015, con el propósito de valorar el avance de los proyectos exploratorios y, en el caso de CEE en fase de desarrollo, no acotarse a las actividades de transición.

De 2015 a junio de 2021²⁵, los CEE vigentes adjudicados en las pasadas rondas de licitación²⁶ han tenido un avance del 31% en inversión referente al cumplimiento de los Planes de Exploración, lo que equivale a un monto de 1,920 MMUSD, mientras que el cumplimiento de los Planes de Evaluación también presenta un avance en inversión del 31% equivalente a 222 MMUSD. Por otra parte, para las actividades relacionadas a la perforación de pozos se ha tenido un avance del 40% con un total hasta el momento de 14 pozos, esto solo para los Planes de Exploración.

²⁵ La información se presenta conforme a los datos disponibles en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) con corte a junio de 2021.

²⁶ 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 presenta un avance del 52% de inversión para los planes de Evaluación para la Extracción, lo que representa un total de 650 MMUSD, mientras que para los planes de Desarrollo para la Extracción el avance en inversión ha sido del 22%, lo que equivale a 2,363 MMUSD. Respecto de las actividades de perforación de pozos presenta un avance del 72% con un total de 27 pozos solamente para los planes relacionados con la Evaluación para la Extracción.

En cuestión del cumplimiento de hidrocarburos producidos por los CEE, estos presentan un avance del 20% en producción de aceite con un volumen promedio del periodo enero-junio 2021 del orden de 25 Mbd, asimismo se tiene programado para el periodo enero-diciembre 2021 un volumen promedio de aceite de 119 Mbd. Para el gas, el avance de los CEE es de 31% con un volumen en el periodo de enero a junio de 2021 del orden de 66 MMpcd.

Para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo a junio de 2021, el avance de los CEE adjudicados es de 34% equivalente a 1,391,951 UT acreditadas de un total de 4,112,541, asimismo se tiene un avance general en la inversión del 44% para el periodo de 2015-2021 con un total de 5,154 MMUSD de inversión ejercida, cabe señalar que la inversión aprobada para este periodo es de 11,731 MMUSD, mientras que la inversión total es de 23,916 MMUSD, por lo que en avance total equivale al 21%.

Sin embargo, aunado a lo anterior excepcionalmente el grupo de las empresas Eni, Hokchi y Petrolera Lifting que cuentan con los mayores avances en sus metas comprometidas, se encuentran por encima del 85% en cumplimiento al programa mínimo de trabajo.

Al margen de la presente Evaluación, las reservas provenientes de CEE adjudicados en rondas de licitación reportan 352.6 MMB de aceite y 454.3 MMMpc de gas, lo equivalente al 6% y 5% respectivamente, de las reservas 1P del país en el ejercicio 2021, 13 contratistas han reportado reservas en años anteriores y solo 4 reportan reservas por primera vez en el presente año.

5.3 PRODUCCIÓN Y DEMANDA NACIONAL DE ACEITE Y GAS NATURAL

El SNR ha tenido una capacidad nominal de refinación desde 2007 de 1,540 Mbd, tomando en cuenta los trabajos realizados²⁷ a las Refinerías Cadereyta, Cd. Madero, Minatitlán, Salamanca, Tula y Salina Cruz. La capacidad del SNR, se incrementará de manera sustancial con la construcción de la Refinería Dos Bocas para la oferta nacional de combustibles y satisfacer la creciente demanda de la economía mexicana en pleno desarrollo, PEMEX desarrolló un conjunto de acciones con recursos de operación para el programa de rehabilitación del SNR, de las cuales se cuenta con un avance del 98% al haber concluido 167 reparaciones de 171 programadas.

En marzo de 2021, se procesó un volumen promedio de 824 Mbd de crudo, con una utilización de la capacidad instalada de 51%, siendo el mes con mayor procesamiento de crudo en el SNR en lo que va de la presente administración.

En la Figura 22 se muestra la demanda del SNR (curva roja), al mismo tiempo se presenta la prospectiva de producción de petróleo crudo derivada de la política energética vigente, en la que se centra principalmente a los yacimientos terrestres y en aguas someras, nuevos descubrimientos cercanos a la infraestructura de producción, además se muestran los escenarios máximo (curva verde) y mínimo (curva dorada) de la producción esperada de petróleo crudo proveniente de PEMEX y privados, para este último escenario se considera la declinación natural de los campos y el retraso de producción de campos estratégicos, se espera que a partir de 2023 repunte ligeramente requiriendo de la producción de CEE vigentes para asegurar la demanda del SNR, bajo esta prospectiva se prevé que el pico más alto de producción de aceite se obtendrá en el año 2031 con 3,172 Mbd. Esta producción no considera condensados del gas.

Respecto a la producción de líquidos condensados del gas, cabe mencionar que PEMEX actualmente está desarrollando los campos Ixachi y Quesqui, así como incorporando los nuevos descubrimientos Koban, Racemosa

²⁷ Fuentes: Tercer Informe de Labores SENER 2020-2021, publicado el 1 de septiembre de 2021, páginas 72 y 73

(<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/665843/3IL-Sedatu.pdf>)

Comunicado 26 de Pemex "Aumenta Sistema Nacional de Refinación procesamiento de crudo y producción de combustibles" del 26 de mayo de 2019 (https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2019-023-nacional.aspx).

y Dzimpona para su futuro desarrollo; por lo que se espera una proyección de 418 Mbd de condensado para el 2022 y se pronostica que vayan en incremento en los siguientes años.

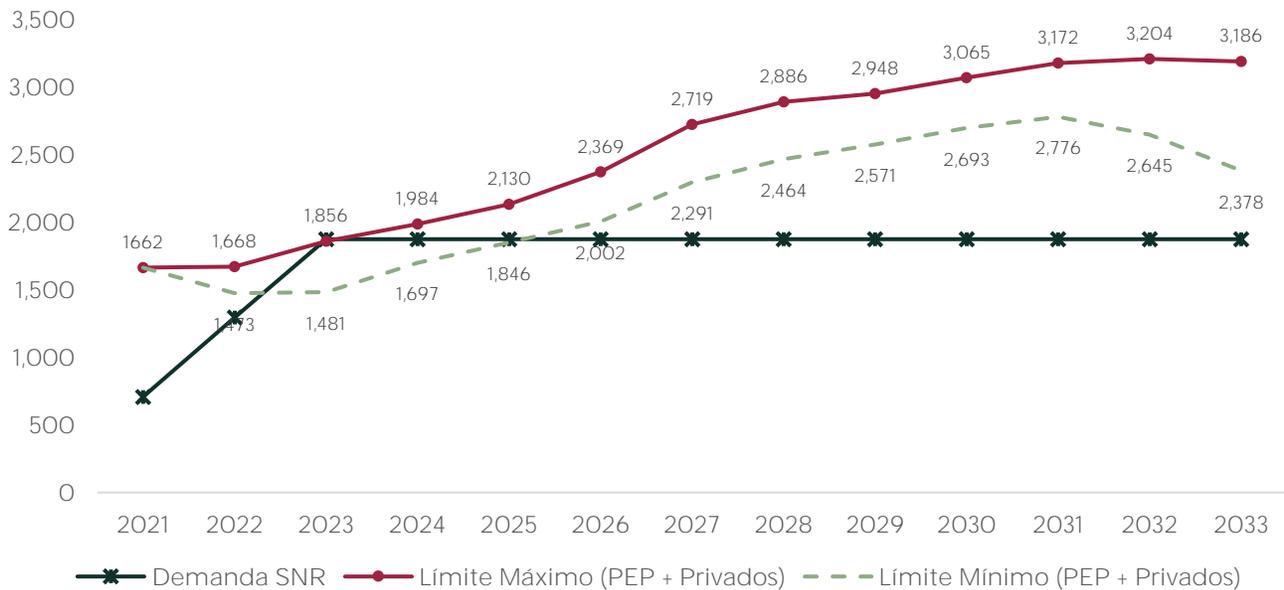


Figura 22. Prospectiva de producción de aceite (sin condensados) y demanda del Sistema Nacional de Refinación Mbd.

De acuerdo con lo mostrado en la figura anterior donde se describen los escenarios de aceite, se observa que la demanda de crudo para las refinerías en el 2023 será de 1,880 Mbd, derivado de la entrada de la refinería Dos Bocas, considerando la capacidad nominal del SNR.

Para el caso del gas natural, la demanda nacional es de 8,141 MMpcd²⁸, la cual tendrá un incremento del 53% en el año 2031 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.

Actualmente el 65% 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 nivel actual del desarrollo de los proyectos enfocados a la extracción 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 para la correcta administración y distribución de los recursos petroleros en el subsuelo a nivel nacional con el objeto de alcanzar la soberanía energética en los años venideros, por lo que su aplicación coadyuvará al rescate de las empresas productivas del Estado, en este caso PEMEX y sus empresas productivas subsidiarias para que sean palanca del desarrollo nacional, y en conjunto con los privados detonar el desarrollo del sector energético, lo anterior alineado a las bases del PND.

De acuerdo con los avances obtenidos de los CEE adjudicados solo el 30% reporta producción de aceite y gas natural, mientras que el resto no se puede garantizar técnicamente la producción, lo que obliga a revisar el desempeño de los CEE.

La SENER, tomando en consideración las atribuciones referidas en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y para garantizar la mejor toma de decisiones a favor de la Nación, analizará los resultados y avances de los CEE adjudicados vigentes derivados de las rondas de

²⁸ Fuente. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/668161/Prontuario_agosto_2021.pdf

licitación celebradas en el marco legal existente a partir de la reforma constitucional publicada el 20 de diciembre de 2013, con el fin de evaluar los alcances del Plan Quinquenal en temas relacionados a la política energética, el interés social, el cumplimiento de medidas ambientales, así como el incremento de producción y de ingresos al Estado.

Conforme a lo anterior y de acuerdo con los pronósticos elaborados 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 realizará una evaluación de conformidad a los mismos y, debido a los resultados obtenidos, podrá actualizar el contenido del presente Plan Quinquenal.

Actualmente, el país cuenta con un alto potencial en aguas profundas y de recursos 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 estos recursos no convencionales en lutitas, que involucren el uso del fracturamiento hidráulico masivo o fracking, en tanto se garantice contar con mejores tecnologías y procesos para esta técnica, 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, los cuales se otorgaron a PEMEX, solicitadas en el periodo de octubre de 2019 a septiembre de 2020 y excluyendo los recursos que ya se encuentran otorgados en Asignaciones a PEMEX y en CEE adjudicados.

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

Estos criterios tienen que ver con la experiencia y lecciones aprendidas con la ejecución de las licitaciones, especialmente en la adopción de criterios específicos para el diseño y selección de las Áreas Contractuales, con lo que se obtuvo lo siguiente:

1. Actualización de la configuración geométrica de los bloques, conforme a la nueva información.
2. Rectificación en el tamaño superficial de bloques en las categorías marinas, en congruencia con las características de las licitaciones en México.
3. Conformación de clústeres de exploración - extracción y,
4. La incorporación de la superficie que no resultó adjudicada o 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 12) se realizó considerando las categorías de aguas profundas, aguas someras y áreas terrestres convencionales, abarcando una superficie total de 164,282 km² distribuida en 214 bloques totales, que incluyen las 5 áreas exclusivas para la extracción consideradas desde el Plan Quinquenal anterior, con un recurso prospectivo total de 12,905 MMbpce y 37 campos identificados con recursos descubiertos remanentes.

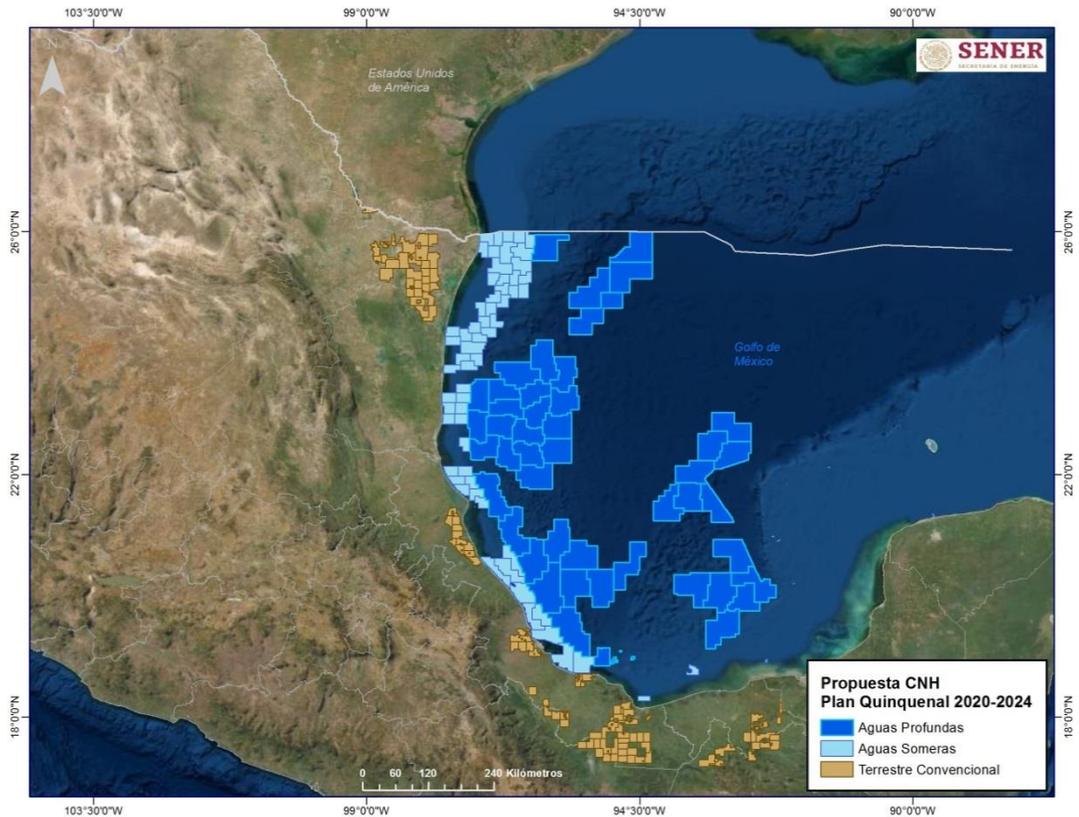


Figura 12. Propuesta de la CNH para el inventario de áreas del Plan Quinquenal 2020-2024
 Fuente: SENER, 2020

Ahora bien, el 28 de octubre de 2020 se otorgaron 3 nuevas Asignaciones y adicionalmente el 29 de marzo de 2021, se otorgaron a PEMEX 15 Asignaciones, en las que se consideró la exclusión de porciones de áreas que tenían traslape con las mismas. Las áreas excluidas significaron una reducción de la superficie total del orden de 9,325.1 km², así como una disminución en la cantidad recursos prospectivos, los cuales representan una disminución de 260.3 MMbpce en comparación a los datos del año anterior.

En relación con las consideraciones anteriores, la Evaluación Anual al Plan Quinquenal 2020-2024 da como resultado un total de 12,644.7 MMbpce en recursos prospectivos y 772.1 MMbpce²⁹ en volumen remanente, en una superficie de 154,956.9 km².

El inventario de áreas para la exploración y extracción mantiene las tres categorías que se enuncian a continuación [Tabla 7]:

- Aguas Someras
- Aguas Profundas
- Terrestres Convencionales

²⁹ En la página 37 del Plan Quinquenal 2020-2024 el Total del Volumen Remanente presentó un redondeo de +/- 0.1 Lo anterior se precisa para efectos de referencia y en coincidencia con el dato señalado en la Tabla 7. Se destaca que la Evaluación 2021a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

Tabla 7. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos

	Recursos prospectivos /remanentes y superficie	Plan Quinquenal 2020-2024
Total	Recursos Prospectivos (MMbpce)	12,644.7
	Volumen Remanente (MMbpce)	772.1
	Superficie (km ²)	154,956.9

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

La configuración del inventario de áreas mantiene un enfoque de exploración en recursos prospectivos convencionales y, en ciertos casos, incluyen recursos descubiertos con un volumen remanente en campos. En dicho inventario existen 31 campos petroleros para la exploración y extracción de recursos convencionales.

Actualmente, el inventario de áreas presenta 172 áreas remanentes para la conformación de bloques para la exploración y extracción, de los cuales 113 se ubican costa afuera y 59 en zonas terrestres de recursos convencionales. El inventario de áreas considera actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 168 áreas, mientras que los 4 restantes como excepción, contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos [Tabla 8].

Tabla 8. Características, recursos prospectivos y volumen remanente para extracción para la propuesta de áreas según clasificación³⁰

Categoría	Sector	Áreas	Superficie (km ²)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)
Aguas profundas	Área Perdido	12	27,353.5	2,607.8	0	0.0
	Cordilleras Mexicanas	21	48,414.0	2,458.6	0	0.0
	Cuenca Salina del Istmo	18	33,399.3	3,885.5	4	500.2
Subtotal		51	109,166.8	8,951.9	4	500.2
Aguas someras	Burgos Somero	42	18,666.9	1,387.4	0	0.0
	Cuencas del Sureste Somero	3	448.8	105.5	1	146.5
	Tampico-Misantla-Veracruz	17	12,199.0	1,230.5	3	76.4
Subtotal		62	31,314.7	2,723.4	4	222.9
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	24	4,923.4	500.0	1	0.2
	Sabinas-Burgos	30	8,602.8	441.1	21	48.5
	Veracruz	5	949.2	28.3	1	0.3
Subtotal		59	14,475.4	969.4	23	49.0
Total		172	154,956.9	12,644.7	31	772.1

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

Para el diseño de las 172 áreas para la exploración y extracción [Tabla 9] 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. Para el caso de las áreas en aguas profundas se consideró una rectificación en el tamaño superficial de bloque, en congruencia con las características de las licitaciones en México [Tabla 10].

³⁰ En las páginas 37 y 38 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 8, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

Tabla 9. 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	2,279.5	2,146.8	51	109,166.8
	Cordilleras Mexicanas	2,305.4			
	Cuenca Salina del Istmo	1,855.5			
Aguas someras	Burgos Somero	444.5	437.2	62	31,314.7
	Cuencas del Sureste Marino	149.6			
	Tampico-Misantla-Veracruz	717.6			
Terrestres convencionales	Cuencas del Sureste-Chiapas	205.1	227.2	59	14,475.4
	Sabinas-Burgos	286.8			
	Veracruz	189.8			

*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 CNH a 1 de enero de 2021

Tabla 10. Recursos y superficie del inventario de áreas del Plan Quinquenal³¹

Categoría	Recursos prospectivos (MMbpce)	Vol. remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	8,951.9	500.2	109,166.8
Aguas someras	2,723.4	222.9	31,314.7
Terrestres convencionales	969.4	49.0	14,475.4
Total	12,644.7	772.1	154,956.9

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

A continuación, se presenta 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) como regla general, con la finalidad de propiciar la evaluación del potencial petrolero y el desarrollo de los plays probados e hipotéticos.

Entre los elementos de análisis de las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos se incluye la estimación de recursos prospectivos y de volumen remanente en sitio, la distribución geológica de los campos, las posibles trampas visualizadas y la cobertura sísmica. Las áreas para exploración y extracción de hidrocarburos cuentan con una evaluación sobre aspectos de disponibilidad de infraestructura para la producción y transporte de hidrocarburos, el riesgo geológico, volumen y tipo de hidrocarburo esperado. Estas áreas se muestran en la Figura 13.

³¹ En la página 39 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 10, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

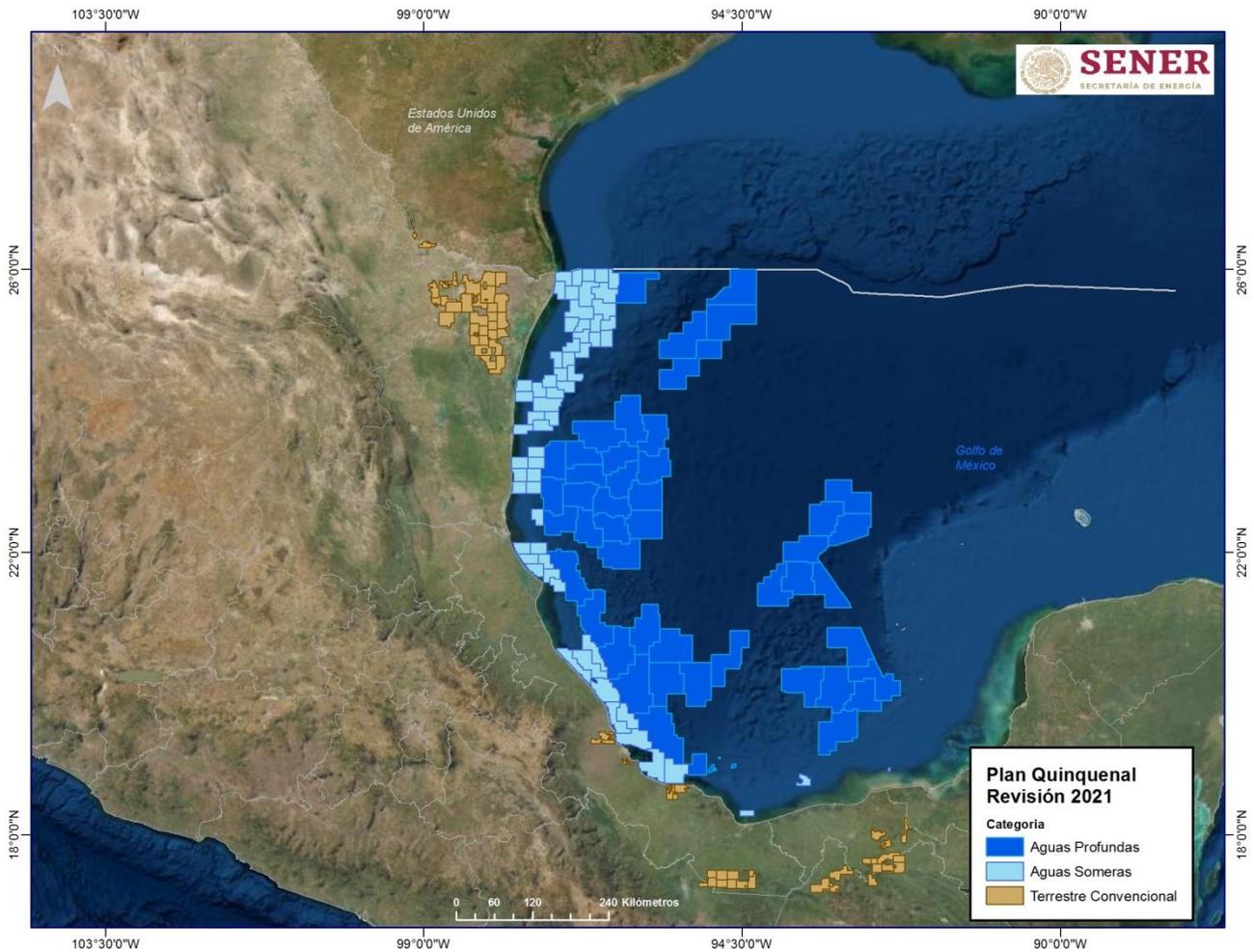


Figura 13. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2021-2024.

6.1.1 AGUAS PROFUNDAS

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche. Las áreas se localizan principalmente en las regiones Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo (Figura 14). En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,946.4 MMbpce en una superficie de 109,066.9 km² [Tabla 11].³²

Tabla 11. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas

Sector	Recursos prospectivo (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Área Perdido	2,607.8	0	27,353.5	12
Cordilleras Mexicanas	2,458.6	0	48,414.0	21
Cuenca Salina del Istmo	3,880.0	0	33,299.4	14
Total	8,946.4	0	109,066.9	47

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

³² En la página 40 del Plan Quinquenal 2020-2024 el Total de la columna de Superficie (km²) presentó un redondeo de +/- 0.1. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y en coincidencia con el dato señalado en la Tabla 11. Se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

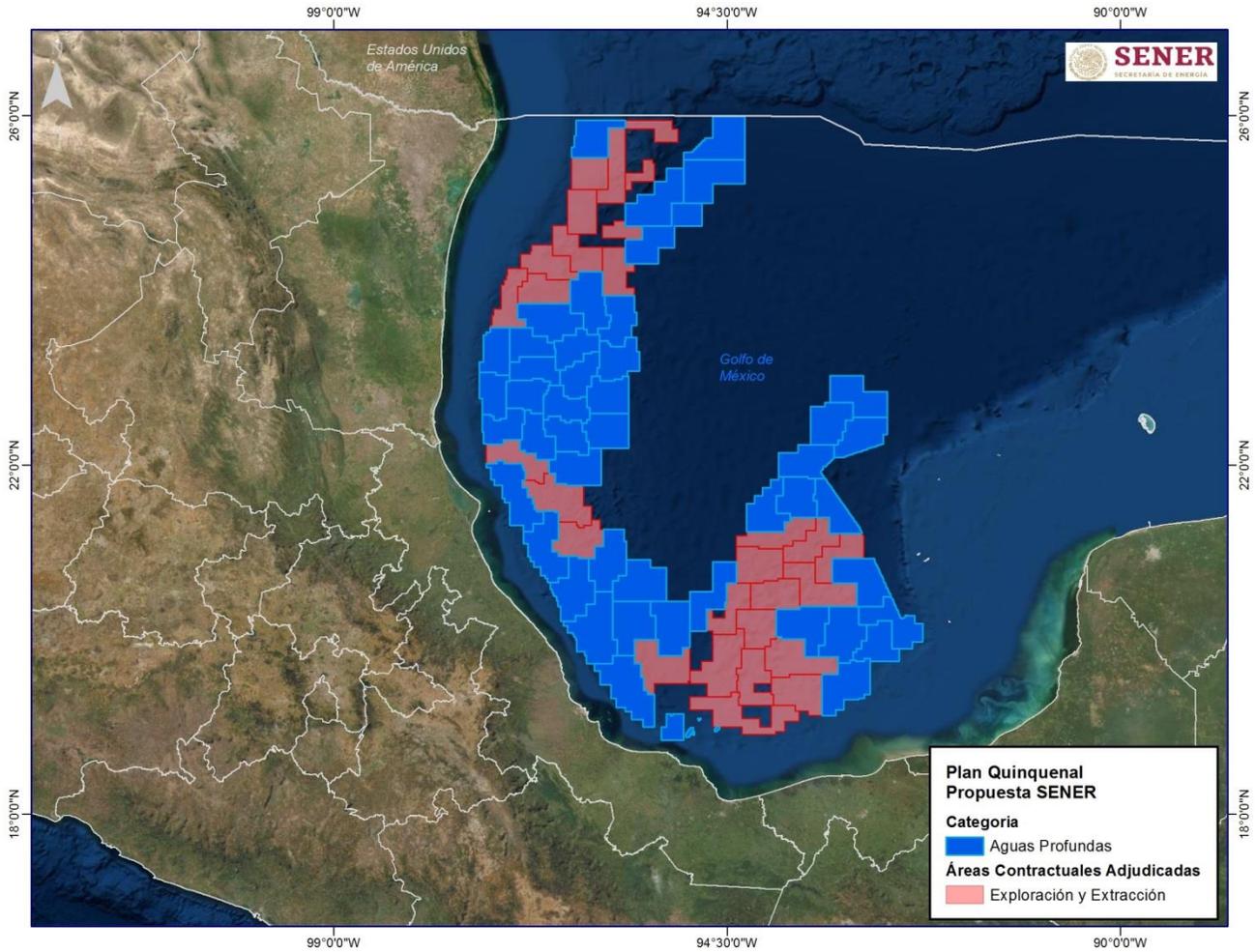


Figura 14. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas.

6.1.2 ÁREAS AGUAS SOMERAS

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras (Figura 15) acumulan un recurso prospectivo estimado de 2,723.4 MMbpce y un volumen remanente por 222.9 MMbpce, en una superficie de 31,314.7 km² [Tabla 12]³³. 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 12. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Burgos Somero	1,387.4	0.0	18,666.9	42
Cuencas del Sureste Somero	105.5	146.5	448.8	3
Tampico-Misantla-Veracruz	1,230.5	76.4	12,199.0	17
Total	2,723.4	222.9	31,314.7	62

³³ En la página 41 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 12, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

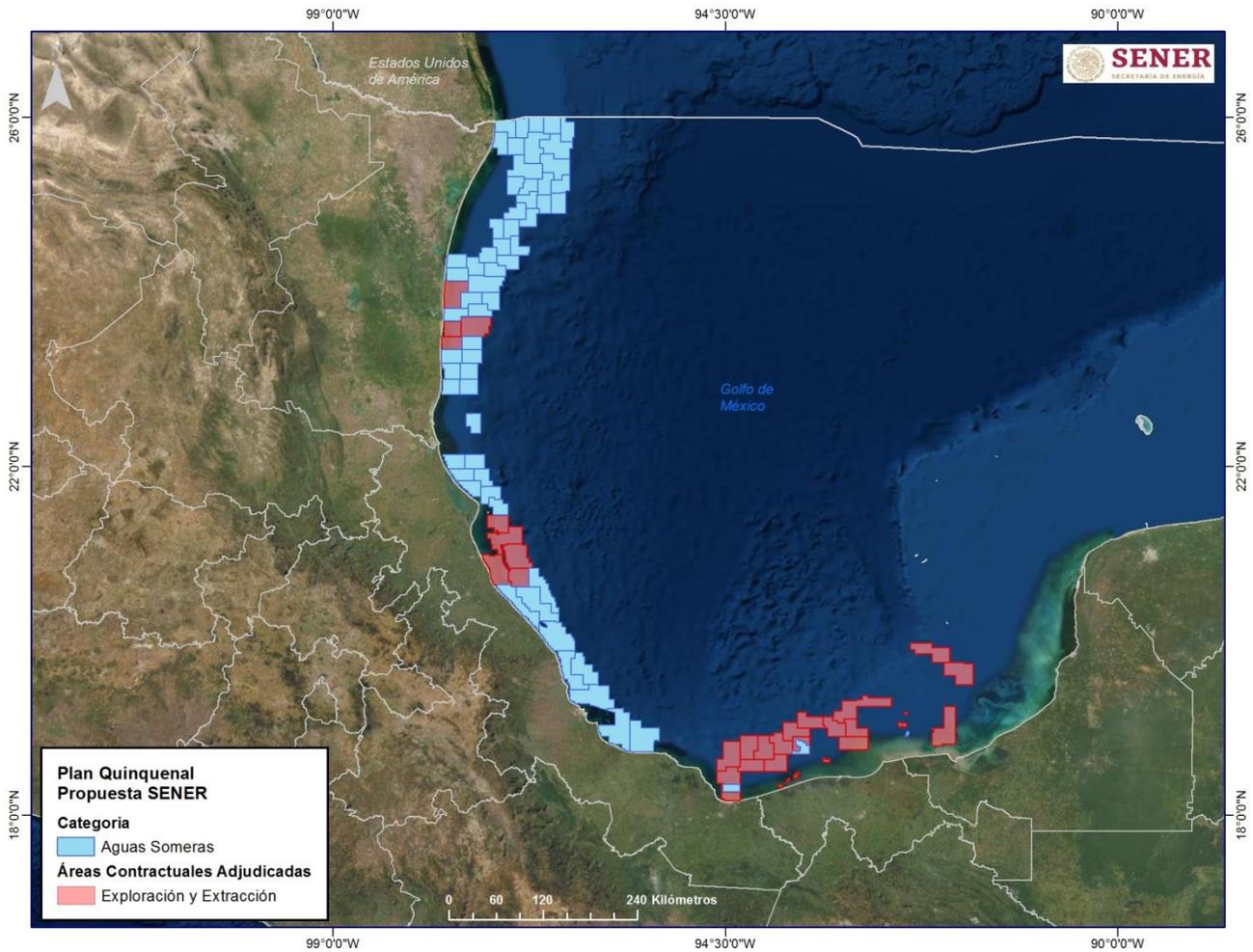


Figura 15. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras

6.1.3 ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales (Figura 16) el recurso prospectivo estimado es de 969.4 MMbpce y el volumen remanente en sitio de 49.0 MMbpce, en una superficie de 14,475.4 km² [Tabla 13].

Tabla 13. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales³⁴

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Cuencas del Sureste-Chiapas	500.0	0.2	4,923.4	24
Sabinas-Burgos	441.1	48.5	8,602.8	30
Veracruz	28.3	0.3	949.2	5
Total	969.4	49.0	14,475.4	59

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

³⁴ En la página 42 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 13, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

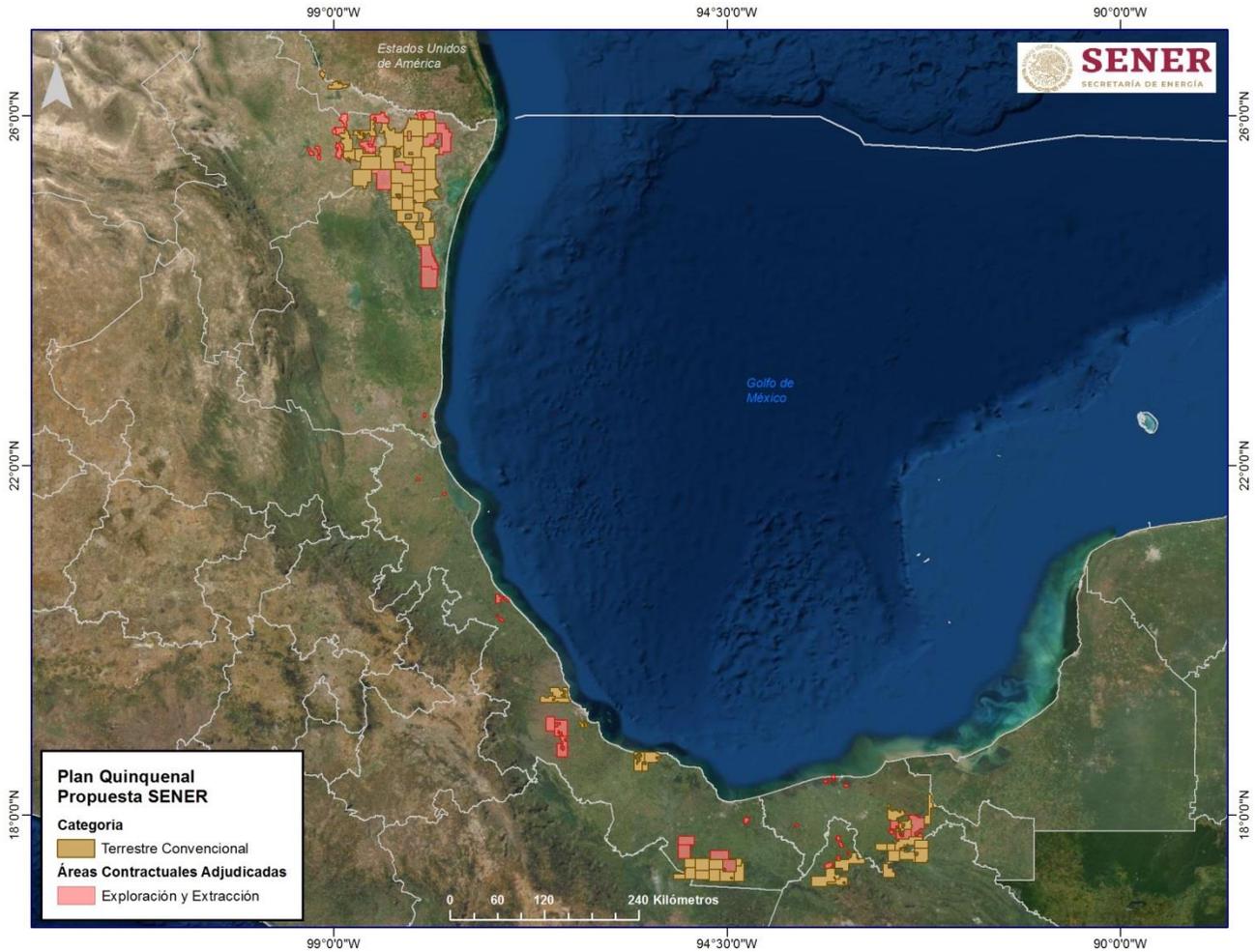


Figura 16. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales

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

6.5.1 AGUAS PROFUNDAS

Los campos para la extracción de hidrocarburos en aguas profundas se ubican a una distancia de 30 a 60 km de la línea de costa, cuentan con un volumen en sitio de 500.2 MMbpce y una superficie aproximada de 99.9 km² [Tabla 14].

Tabla 14. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

Sector	Campos	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Cuenca Salina del Istmo	4	500.2	99.9
Total	4	500.2	99.9

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

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 17).

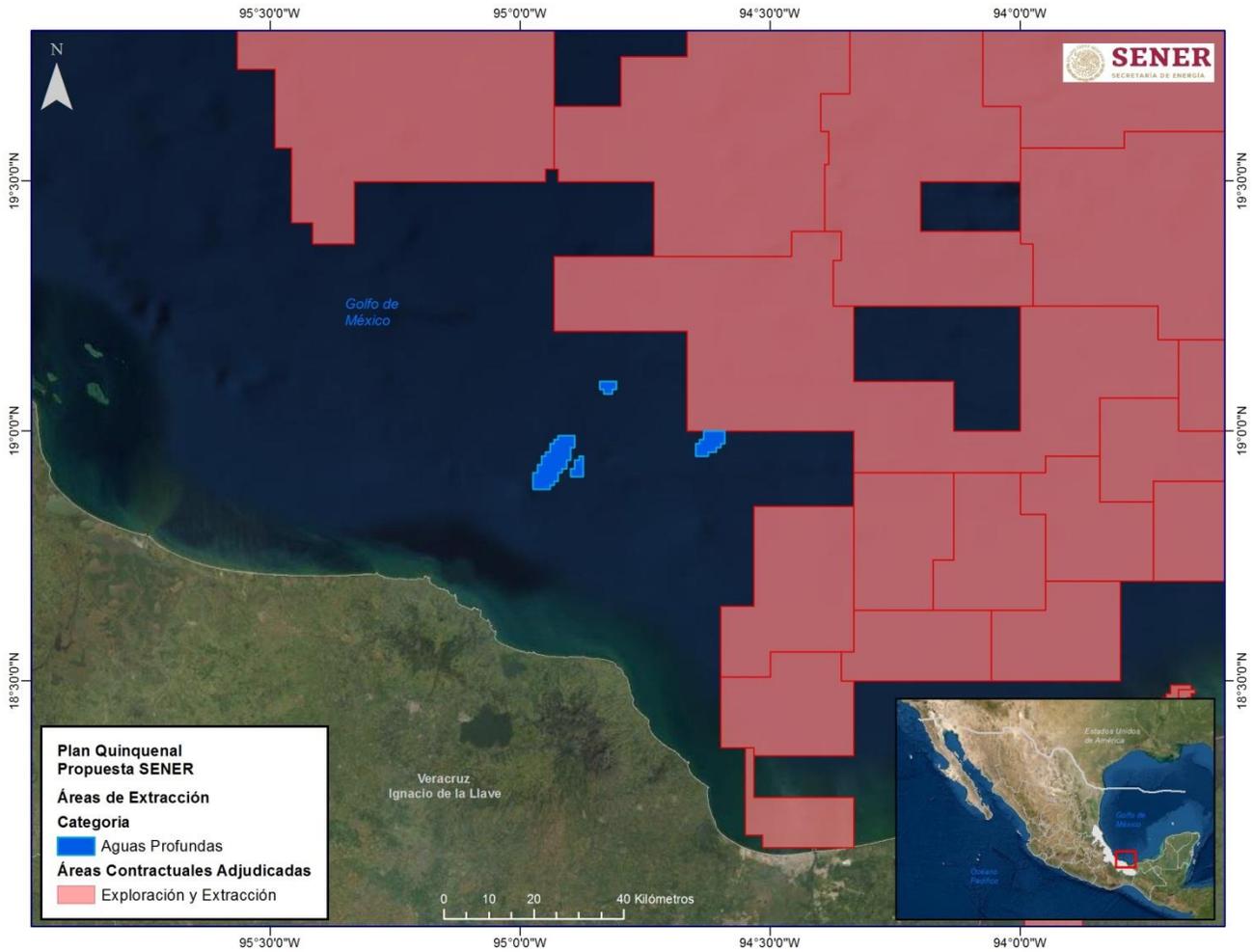


Figura 17. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

6.6 ÁREAS POR ENTIDAD FEDERATIVA

En Tamaulipas se localizan áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos con una superficie de 6,482.4 km², así como la extracción de volumen remanente de campos. El recurso prospectivo se estima en 309.6 MMbpce y el volumen remanente en 39.4 MMbpce [Tabla 15].

Tabla 15. Áreas en Tamaulipas

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	309.6	6,482.4
Total		309.6	6,482.4

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

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 16]³⁵.

Tabla 16. Áreas en Nuevo León

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (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 CNH a 1 de enero de 2021

En Veracruz se localiza una superficie de 2,473.0 km², de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 65.6 MMbpce y el volumen remanente en 0.3 MMbpce [Tabla 17].

Tabla 17. Áreas en Veracruz³⁶

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Extracción y extracción de hidrocarburos convencionales	Terrestre convencional	65.6	2,473.0
Total		65.6	2,473.0

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

En Tabasco se localiza una superficie de 594.0 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 56.0 MMbpce [Tabla 18].

Tabla 18. Áreas en Tabasco

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	56.0	594.0
Total		56.0	594.0

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

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 19].

Tabla 19. Áreas en Chiapas

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (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 CNH a 1 de enero de 2021

³⁵ En la página 45 del Plan Quinquenal 2020-2024 se señaló el siguiente dato: "12,784 km²", debiendo ser "426.9 km²". Lo anterior se precisa para efectos de referencia y en coincidencia con el dato señalado en la Tabla 16 visible en la misma foja. Se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes del Estado de Nuevo León.

³⁶ En la página 45 del Plan Quinquenal 2020-2024 el Volumen total de recursos (MMbpce) presentó un redondeo de +/- 0.1 Lo anterior se precisa para efectos de referencia y en coincidencia con el dato señalado en la Tabla 17. Se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

En las Aguas Territoriales, la superficie asciende a 140,481.5 km², para la exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 11,675.3 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 por 500.2 MMBpce [Tabla 20].

Tabla 20. Áreas en Aguas Territoriales

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	11,669.8	140,381.6
Extracción de hidrocarburos	Aguas profundas	5.5	99.9
Total		11,675.3	140,481.5

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

En las entidades federativas de Campeche, Chiapas, Nuevo León, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz se cuenta con áreas compartidas que prevén la exploración y extracción de hidrocarburos con recursos prospectivos que se estiman en 362.8 MMBpce y volumen remanente por 8.9 MMBpce, en una superficie de 3,875.8 km² [Tabla 21].

Tabla 21. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, compartidos entre dos o más entidades federativas³⁷

Entidades federativas que contienen campos para la extracción de hidrocarburos	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Campeche y Tabasco	9.6	199.8
Chiapas y Tabasco	247.5	1,704.5
Nuevo León y Tamaulipas	100.4	1,693.5
Oaxaca y Veracruz	5.3	278.0
Total	362.8	3,875.8

Fuente: SENER con información de CNH a 1 de enero de 2021

³⁷ En la página 46 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en la Tabla 21, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

ANEXO 1 ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL³⁸

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y Extracción			27	12,639.2	271.9	154,857.0
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	2,978.3
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	1,649.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-44	0	186.3	0.0	1,630.5
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-45	0	286.4	0.0	1,735.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-46	0	233.5	0.0	1,759.3
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-47	0	835.8	0.0	2,976.6
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G01	0	274.4	0.0	1,988.0
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G08	0	136.5	0.0	2,605.9
Aguas Profundas	Área Perdido	AP-P-G09	0	93.8	0.0	2,671.3
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-43	0	31.8	0.0	2,428.5
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-44	0	121.4	0.0	2,782.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-51	0	66.2	0.0	2,786.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-52	0	107.9	0.0	2,765.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-54	0	40.0	0.0	791.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-64	0	78.7	0.0	2,025.6
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-66	0	70.8	0.0	2,044.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-67	0	17.4	0.0	1,701.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-68	0	87.5	0.0	1,779.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-74	0	39.1	0.0	2,169.8
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-75	0	41.4	0.0	1,788.9
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-76	0	102.9	0.0	2,052.2

³⁸ De la página 69 a la 75 del Plan Quinquenal 2020-2024 los datos señalados en el Anexo 2, actualmente Anexo 1, presentaron un redondeo de +/- 0.1 en los Totales. Lo anterior se precisa para efectos de referencia y se destaca que la Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024 presenta los datos más recientes.

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-77	0	68.6	0.0	1,699.0
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-78	0	109.5	0.0	1,783.7
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-80	0	82.3	0.0	1,759.8
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-81	0	116.3	0.0	2,597.5
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G02	0	215.2	0.0	2,802.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G04	0	279.1	0.0	2,796.4
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G07	0	224.1	0.0	2,757.2
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G08	0	181.1	0.0	3,545.1
Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	AP-CM-G10	0	377.3	0.0	3,556.7
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-05	0	186.3	0.0	2,200.8
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-09	0	271.4	0.0	2,192.4
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-10	0	153.2	0.0	2,089.8
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-12	0	273.7	0.0	2,013.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-19	0	165.0	0.0	2,420.5
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-24	0	183.6	0.0	2,745.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-41	0	254.2	0.0	2,854.8
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-43	0	743.5	0.0	2,351.1
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-48	0	584.4	0.0	1,933.1
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-53	0	421.8	0.0	2,856.2
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-58	0	112.0	0.0	2,421.8
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-59	0	176.3	0.0	2,205.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-64	0	181.6	0.0	2,204.4
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP-CS-G08	0	173.0	0.0	2,810.6
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

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
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
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-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	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	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

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
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	Burgos Somero	G-BG-01	0	87.4	0.0	801.8
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
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Marino	AS1001	1	24.9	146.5	21.0
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Marino	AS-CS-01	0	53.0	0.0	194.5
Aguas Someras	Cuencas del Sureste Marino	AS-CS-02	0	27.6	0.0	233.3
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
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	77.0	0.0	1,170.1
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-12	0	146.8	0.0	1,224.6



Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Someras	Tampico-Misantla-Veracruz	G-TMV-13	0	139.8	0.0	1,119.2
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-12	0	0.9	0.0	147.0
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-14	0	2.6	0.0	249.9
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	70.9
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-17	0	2.8	0.0	96.5
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-18	0	2.5	0.0	181.5
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-24	0	135.9	0.0	456.4
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	11.0	0.0	226.7
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-28	0	9.6	0.0	199.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-29	1	17.2	0.2	157.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-30	0	8.8	0.0	119.8
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-31	0	19.0	0.0	89.7
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-32	0	21.8	0.0	307.2
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	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-41	0	127.4	0.0	383.0

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-01	1	4.9	1.8	40.3
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-02	3	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	0	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	1	3.7	4.4	243.5
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-13	0	18.2	0.0	213.0
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-16	0	8.8	0.0	152.8
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	Sabinas-Burgos	TC-SB-28	0	35.3	0.0	374.6
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-29	5	38.0	7.3	447.9
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
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-32	0	25.4	0.0	328.5
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-33	0	14.3	0.0	298.9
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-G1	6	26.1	9.2	521.4
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-G4	0	11.8	0.0	445.7
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-G5	0	12.7	0.0	436.4

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-G6	0	7.4	0.0	346.0
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-01	0	4.0	0.0	199.9
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-07	0	2.9	0.0	51.5
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-08	0	8.8	0.0	204.5
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-G1	1	11.8	0.3	215.3
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-G2	0	0.8	0.0	278.0
Extracción			4	5.5	500.2	99.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2001	1	2.2	227.2	24.2
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2002	1	0.4	30.0	8.9
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2003	1	0.4	130.8	8.0
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2004	1	2.5	112.2	58.8
Total general			31	12,644.7	772.1	154,956.9

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

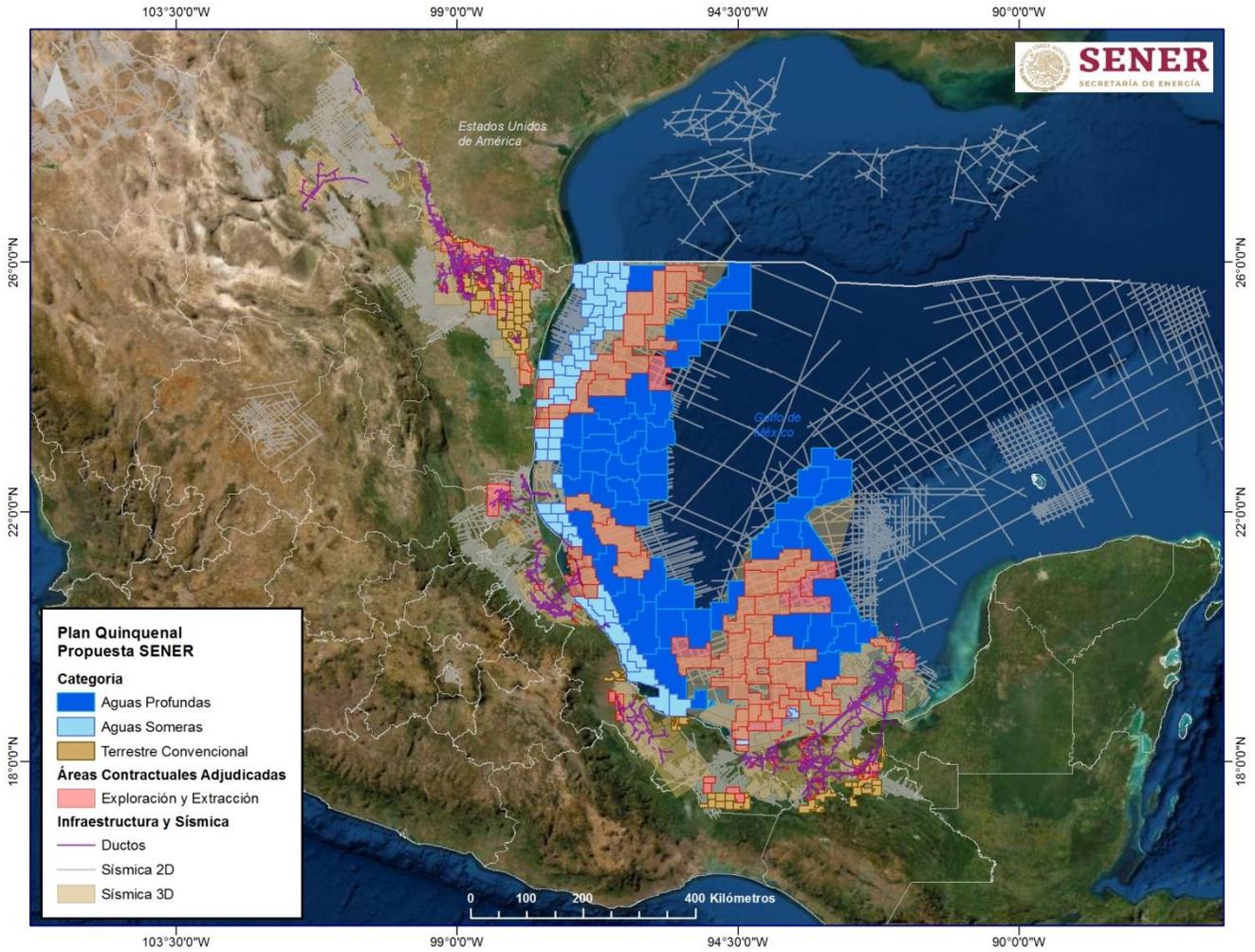


Figura 18. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos

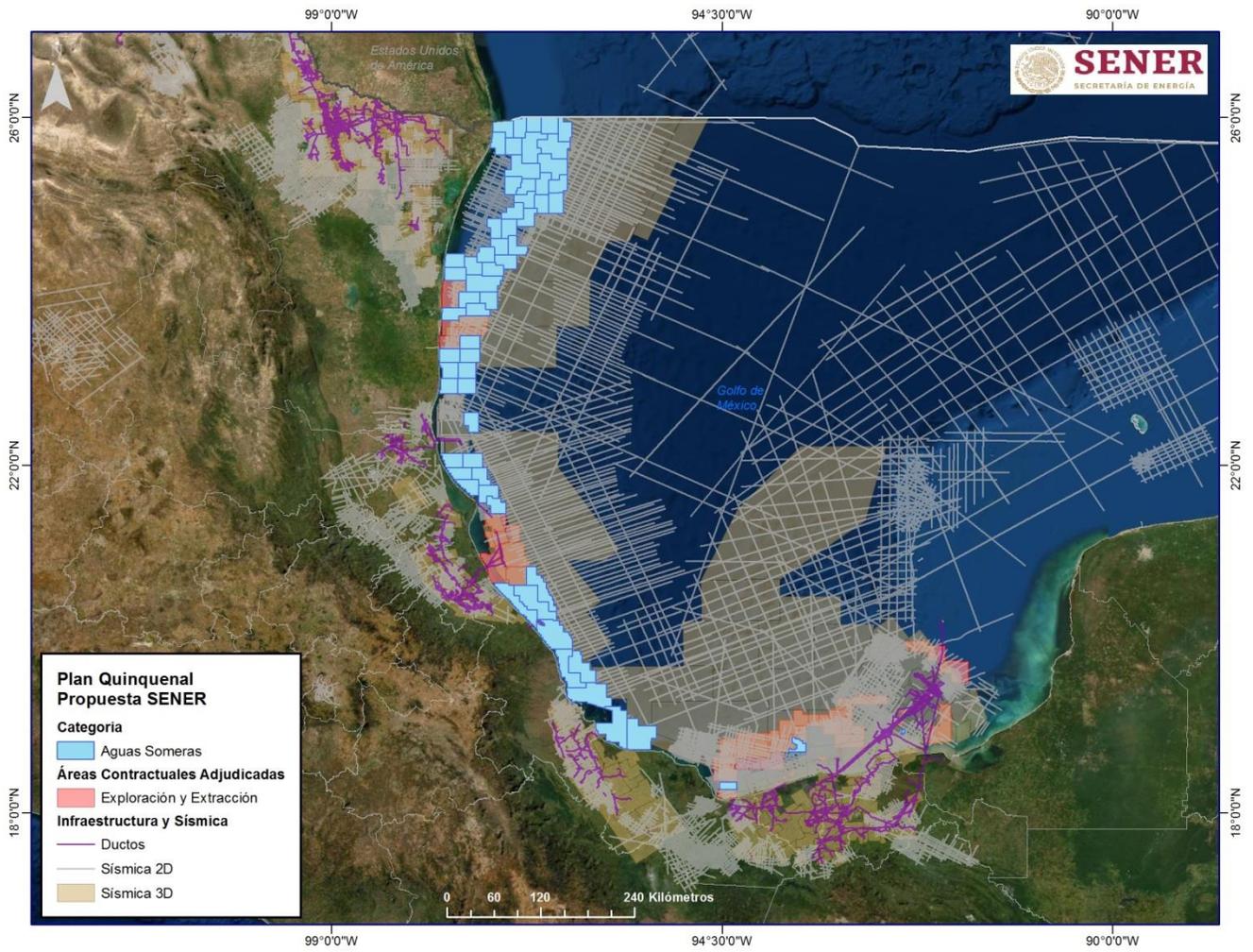


Figura 19. Áreas para la exploración y extracción en aguas someras

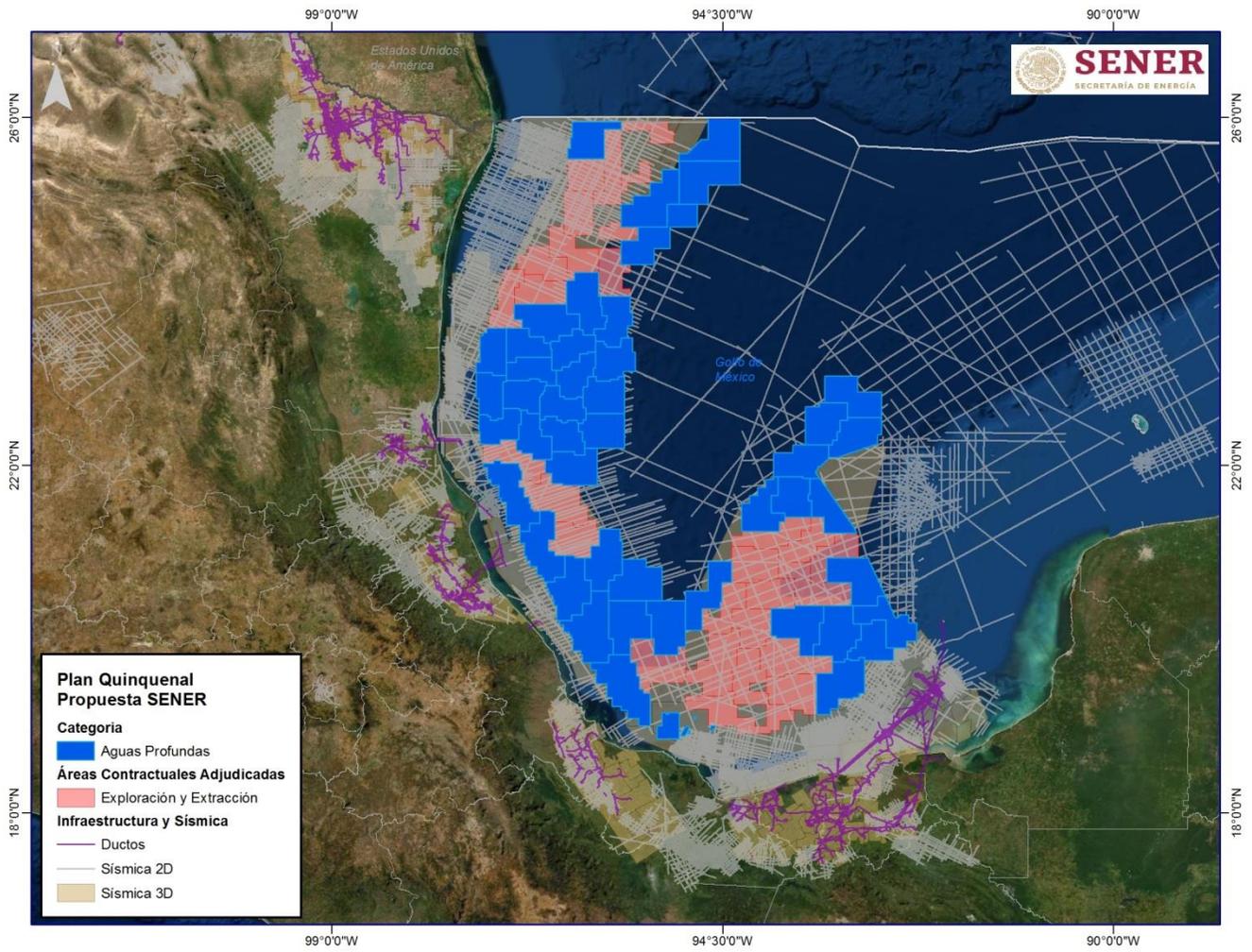


Figura 20. Áreas para la exploración y extracción en aguas profundas.

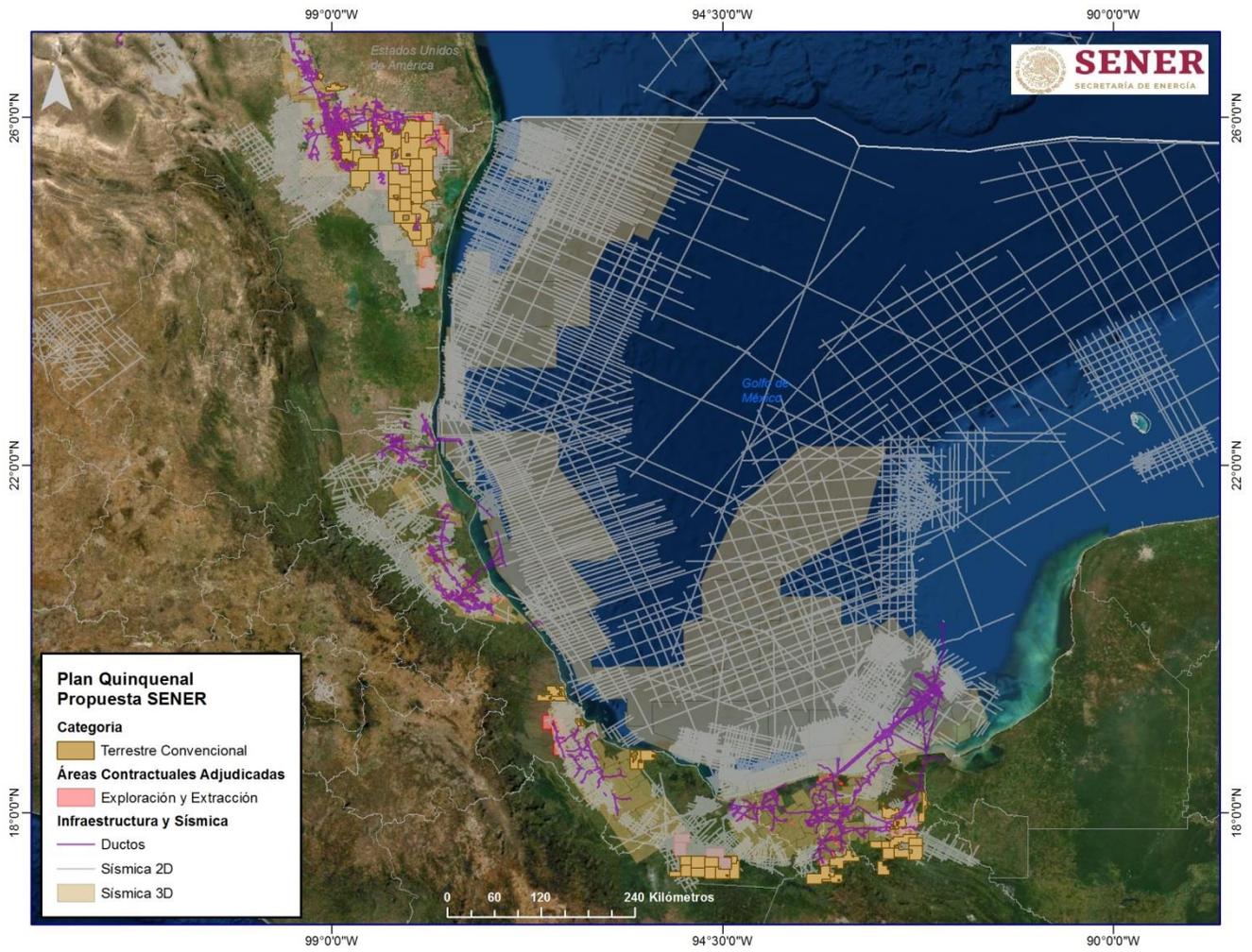


Figura 21. Áreas para la exploración y extracción terrestre convencional.

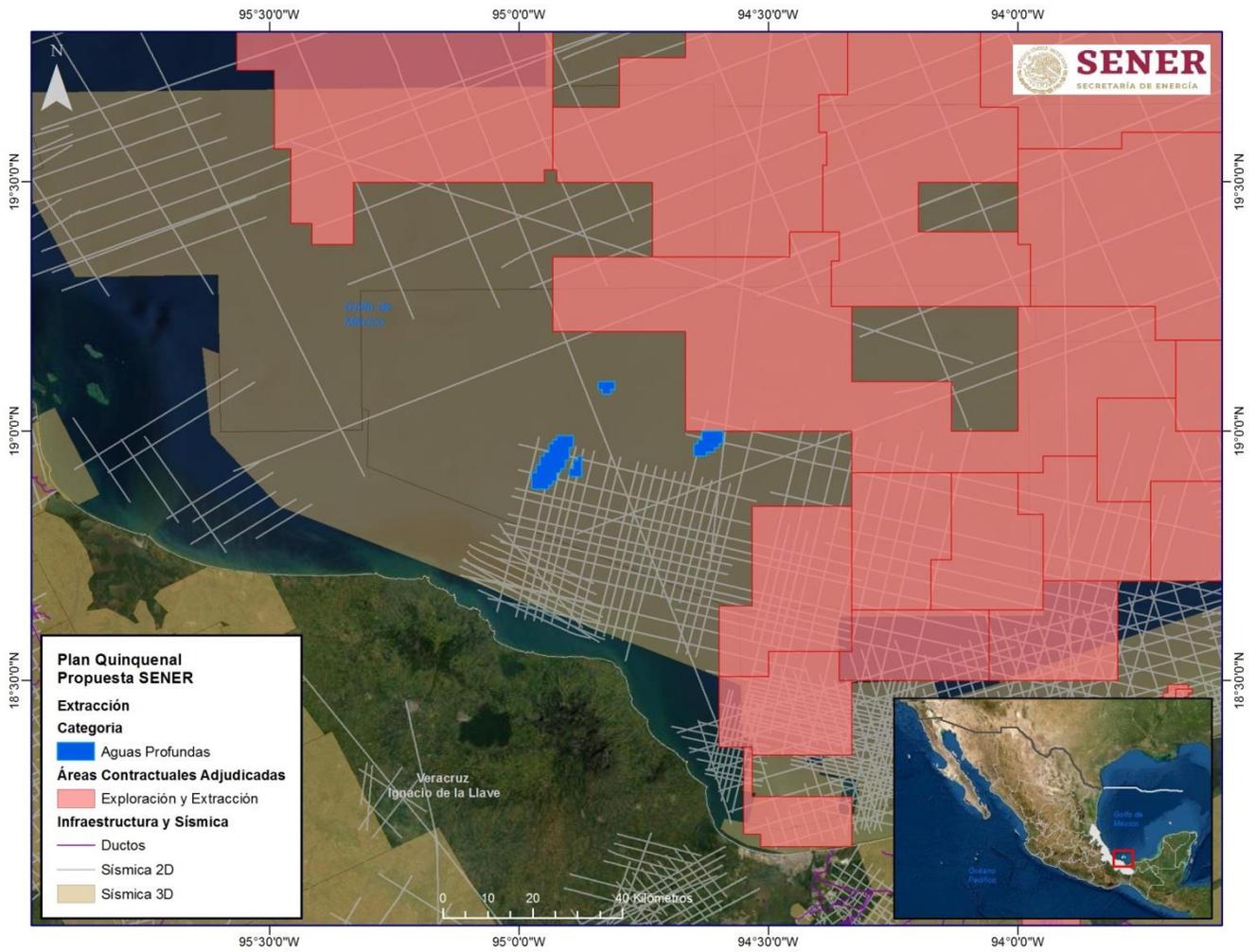


Figura 22. Áreas para la extracción en aguas profundas.

GOBIERNO DE
MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

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