



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA
EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN
DE HIDROCARBUROS

2020-2024

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
2. MARCO NORMATIVO	5
2.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS	5
2.2 PLANEACIÓN NACIONAL DEMOCRÁTICA	6
2.2.1. <i>PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2019-2024</i>	6
2.3. ESTABLECIMIENTO DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024	7
3. SITUACIÓN ACTUAL	8
3.1 ASIGNACIONES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	9
3.2 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN.....	11
3.3 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DERIVADOS DE MIGRACIONES	13
3.4 AUTORIZACIONES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIALES (ARES).....	14
4. RECURSOS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO	18
4.1 PROVINCIAS GEOLÓGICAS PETROLERAS	18
4.2 RECURSOS PETROLEROS	21
4.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS	23
4.4 VOLUMEN REMANENTE DE HIDROCARBUROS.....	25
4.5 RESTITUCIÓN DE RESERVAS	25
4.6 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS.....	26
4.7 DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS POR ENTIDAD FEDERATIVA.....	28
4.8 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	31
5. PROCESO DE ELABORACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024	32
5.1 PREMISAS GENERALES PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2020-2024	32
5.2 AVANCE DE CEE DERIVADOS DE RONDAS DE LICITACIÓN	33
5.3 PRODUCCIÓN Y DEMANDA NACIONAL DE ACEITE Y GAS NATURAL	33
6. INVENTARIO DE ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	35
6.1 ÁREAS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	39
6.1.1 <i>AGUAS PROFUNDAS</i>	40
6.1.2 <i>ÁREAS AGUAS SOMERAS</i>	41
6.1.3 <i>ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES</i>	42
6.5.1 <i>AGUAS PROFUNDAS</i>	43
6.6 ÁREAS POR ENTIDAD FEDERATIVA.....	44
ANEXO 1 CAMPOS Y RESERVAS A 1 DE ENERO DE 2020	47
ANEXO 2 ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL	69
ANEXO 3 MAPAS DEL INVENTARIO DE ÁREAS CON INFORMACIÓN SÍSMICA E INFRAESTRUCTURA.....	76



ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1. Metas Nacionales descritas en el PND.....	6
Figura 2. Zonas de exclusión de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en Zonas de Salvaguarda y Áreas Naturalmente Protegidas (ANP).....	9
Figura 3. Asignaciones vigentes de PEMEX (SENER, septiembre 2020).....	10
Figura 4. Ubicación de CEE adjudicados.....	11
Figura 5. Adjudicaciones de las áreas establecidas en el Plan Quinquenal 2015-2019.....	12
Figura 6. Ubicación de los CEE adjudicados.....	12
Figura 7. Tipo de migraciones y su distribución realizados en PEMEX.....	13
Figura 8. Ubicación de Migraciones otorgadas a PEMEX.....	14
Figura 9. Estado que guardan las ARES autorizadas por CNH al 20 de febrero de 2020.....	15
Figura 10. ARES otorgadas por la CNH.....	15
Figura 11. Empresas autorizadas para reconocimiento y exploración superficial.....	16
Figura 12. Inversiones para las ARES autorizadas por CNH 2020 (MMusd), *proyectos por iniciar.....	17
Figura 13. Inversión estimada en dólares por cada 40 km ² por concepto de ARES para adquisición o reprocesamiento sísmico.....	17
Figura 14. Provincias petroleras de la República Mexicana.....	20
Figura 15. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2020 (MMbpce).....	24
Figura 16. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce).....	24
Figura 17. Volumen remanente (MMbpce) del Estado al 1 de enero de 2020.....	25
Figura 18. Producción anual y restitución de reservas al 1 de enero de 2020.....	26
Figura 19. Producción de Petróleo crudo de México 2000-2020 (Mbd).....	27
Figura 20. Producción de Gas Natural sin Nitrógeno de México 2000-2020 (MMpced).....	28
Figura 21. Recursos prospectivos de hidrocarburos (MMbpce).....	31
Figura 22. Prospectiva de producción y demanda del Sistema Nacional de Refinación Mbd.....	34
Figura 23. Propuesta de la CNH para el inventario de áreas del Plan Quinquenal 2020-2024.....	36
Figura 24. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024.....	40
Figura 25. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	41
Figura 26. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.....	42
Figura 27. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales.....	43
Figura 28. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	44
Figura 29. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	76
Figura 30. Áreas para la exploración y extracción en aguas someras.....	77
Figura 31. Áreas para la exploración y extracción en aguas profundas.....	78
Figura 32. Áreas para la exploración y extracción terrestre convencional.....	79
Figura 33. Áreas para la extracción en aguas profundas.....	80

TABLAS

Tabla 1. Reservas y recursos petroleros de México asignados a PEMEX.....	11
Tabla 2. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2020 (MMbpce).....	21
Tabla 3. Sistema de administración de recursos petroleros.....	23
Tabla 4. Reservas y volumen remanente por ubicación.....	29
Tabla 5. Estimación de reservas por Entidad Federativa y tipo de área.....	29
Tabla 6. Reservas remanentes en campos compartidos.....	30
Tabla 7. Recursos en áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	37
Tabla 8. Características, recursos prospectivos y volumen remanente para extracción para la propuesta de áreas según clasificación.....	37
Tabla 9. Superficie promedio de las áreas para la exploración y extracción*, por categoría.....	38
Tabla 10. Recursos y superficie del inventario de áreas del Plan Quinquenal.....	39
Tabla 11. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	40
Tabla 12. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.....	41
Tabla 13. Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres convencionales.....	42
Tabla 14. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas.....	44
Tabla 15. Áreas en Tamaulipas.....	45



Tabla 16. Áreas en Nuevo León.....	45
Tabla 17. Áreas en Veracruz	45
Tabla 18. Áreas en Tabasco.....	45
Tabla 19. Áreas en Chiapas.....	46
Tabla 20. Áreas en Aguas Territoriales	46
Tabla 21. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, compartidos entre dos o más entidades federativas.....	46



1. INTRODUCCIÓN

El Ejecutivo Federal a través de la Secretaría de Energía (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 empresas productivas del Estado 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 base en el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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 en aguas profundas, excluyendo los recursos que ya se encuentran 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.

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", Estrategia "Rescate del sector energético".

En términos de producción, a junio de 2020 se registró un promedio de 1,690 miles de barriles diarios (Mbd) 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), mientras que los CEE vigentes reportaron una producción de 24.3 Mbd.

Con la asignación presupuestaria en el gasto de inversión prevista, PEMEX estima que logrará una producción de 1,944 miles de barriles diarios de petróleo y condensados y 5,623 millones de pies cúbicos de gas natural (MMpcd) en 2021. Para conseguir estas metas de producción, Pemex Exploración y Producción (PEP) prevé una asignación de inversión de 289,859 millones de pesos en 2021, 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, Proyecto Crudo, Ligero Marino, Cantarell, Chalabil Fase II, e Integral Chuc.

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 empresas productivas del Estado 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 2019-2024

El PND¹ 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.

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.

¹ 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 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 período 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 Comisión Nacional de Hidrocarburos (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 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 coronavirus COVID 19 en razón de su capacidad de contagio a la población en general, y 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 por el virus SARS-CoV2 COVID-19 en México, como una enfermedad grave de atención prioritaria, 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 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 coronavirus COVID-19", mediante el cual, por causa de fuerza mayor, de manera fundada y motivada, suspendió las 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 sus modificaciones publicadas en el referido medio de difusión oficial el 17 y 30 de abril, así como el 29 de mayo del año en curso, el período 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.

No obstante, lo anterior, en un esfuerzo conjunto y a 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, la SENER emite el presente "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 Diario Oficial de la Federación (DOF) los decretos por los cuales se establecieron las Zonas de Salvaguarda que se mencionan a continuación:

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

En este sentido, el Plan Quinquenal 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 (ANP), divididas en 181 Federales y 409 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 actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México pueden llevarse a cabo mediante Asignaciones a empresas productivas del Estado (EPE), 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 y la ASEA, la CNH y los gobiernos estatales, con el objetivo de alcanzar acuerdos y obtener el consentimiento de las comunidades, en cumplimiento a los 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 y nuevas solicitudes de otorgamiento que se encuentran en proceso, el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024 se actualiza respecto de las Asignaciones vigentes para la realización de actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos considerando el nuevo alcance de los derechos concedidos a la empresa productiva del Estado respecto de los recursos petroleros descubiertos y no desarrollados ubicados en estas áreas.



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 21 áreas para realizar actividades de Exploración en las Cuencas de Tampico-Misantla, de Veracruz, Istmo y Macuspana, por lo que el 25 de octubre de 2019 PEMEX solicitó por medio del oficio PEP-DG-469-2019 el otorgamiento de 3 nuevas áreas, adicionalmente el 17 de agosto de 2020 PEMEX solicitó mediante oficio PEP-DG-SE-194-2020 el otorgamiento de 15 nuevas Asignaciones para llevar a cabo actividades de exploración 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 y las áreas en proceso de otorgamiento, 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 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, septiembre 2020)

En términos de reservas probadas y probables (2P) PEMEX tiene asignado en una superficie areal de 94,396.6 km² un volumen aproximado de 12,906.4² millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y recursos prospectivos por 14,126 MMbpce [Tabla 1], es decir el 81% y 13% del total nacional, respectivamente.

² Cuantificación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2020, CNH



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

Tipo de Asignación	Número	Superficie (km ²)	Reservas 2P (MMbpce)	Recursos Prospectivos (MMbpce)
Extracción	258	21,865.5	11,496.	-
Exploración y Extracción	93	70,087.8	667.5	14,126
Resguardo	45	2,435.8	742.9	-
Total	396	94,396.6	12,906.4	14,126

Fuente: CNH

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 (Figura 4), 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 bajo el esquema de Licencia.

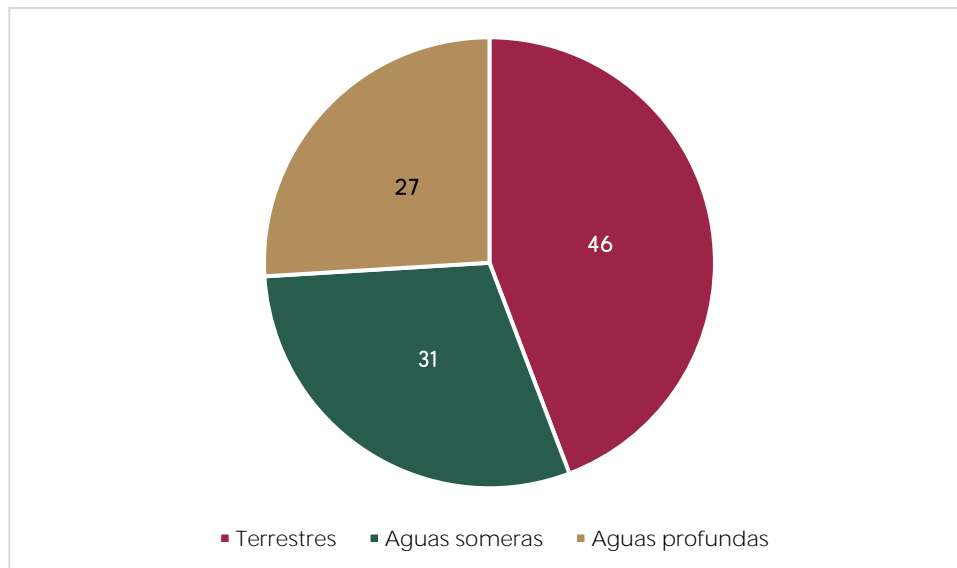


Figura 4. Ubicación de CEE adjudicados

Fuente: Abril, 2019. Cifras relevantes. <https://rondasmexico.gob.mx/esp/cifras-relevantes/>

Lo anterior, resultó en la adjudicación de 6,977 MMbpce en recursos prospectivos, 5,246 MMbpce en volumen remanente³ y una superficie de 87,038 km² (Figura 5 y Figura 6)

³ Recursos prospectivos y de volumen remanente al 1 de enero de 2019



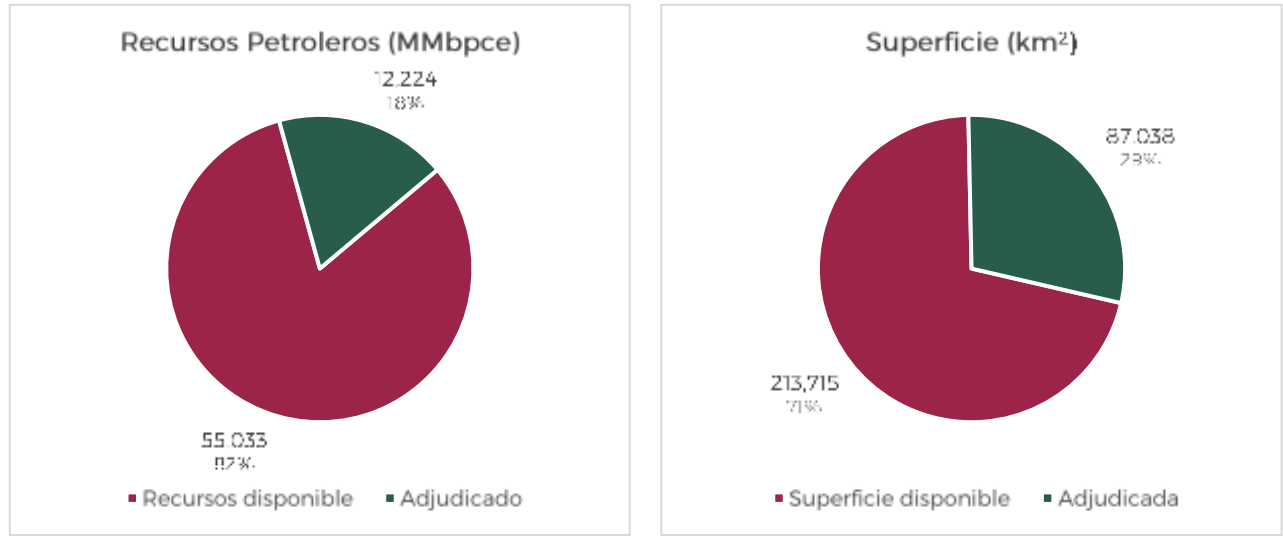


Figura 5. Adjudicaciones de las áreas establecidas en el Plan Quinquenal 2015-2019
Fuente: CNH

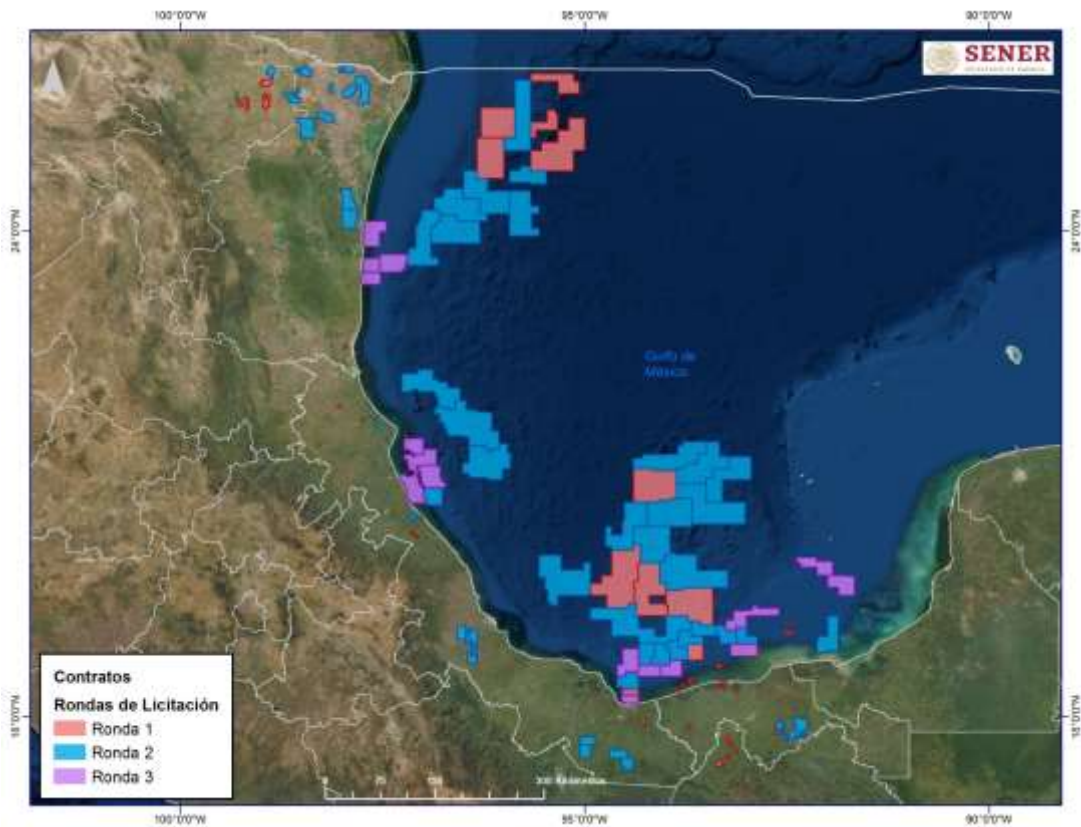


Figura 6. Ubicación de los CEE adjudicados



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. Los distintos tipos de migraciones y distribución en los que PEMEX ha celebrado alianzas o asociaciones con particulares se muestra en la Figura 7.

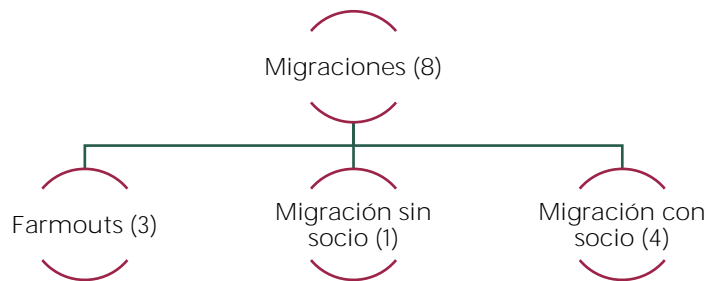


Figura 7. Tipo de migraciones y su distribución realizados en PEMEX

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, con lo que se pretende recuperar una producción de 630 MMbpce.

La única migración sin socio es para el caso del campo Ek-Balam, mientras que 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 cuáles fueron originalmente licitados y suscritos previo 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 su Reglamento y de la regulación emitida por la propia CNH.

Al 20 de febrero de 2020, la CNH ha autorizado 84 proyectos a 22 compañías para desarrollar trabajos de adquisición y reproceso sísmico, estudios magnéticos, geoquímicos, de mineralogía y esfuerzos gravitacionales, así como registros de pozos⁴ (Figura 9 y Figura 10) al 30 de junio de 2020 sólo se encuentran vigentes 55 proyectos.

⁴ Comisión Nacional de Hidrocarburos, ARES Otorgadas, consultado el mes de febrero de 2020. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>



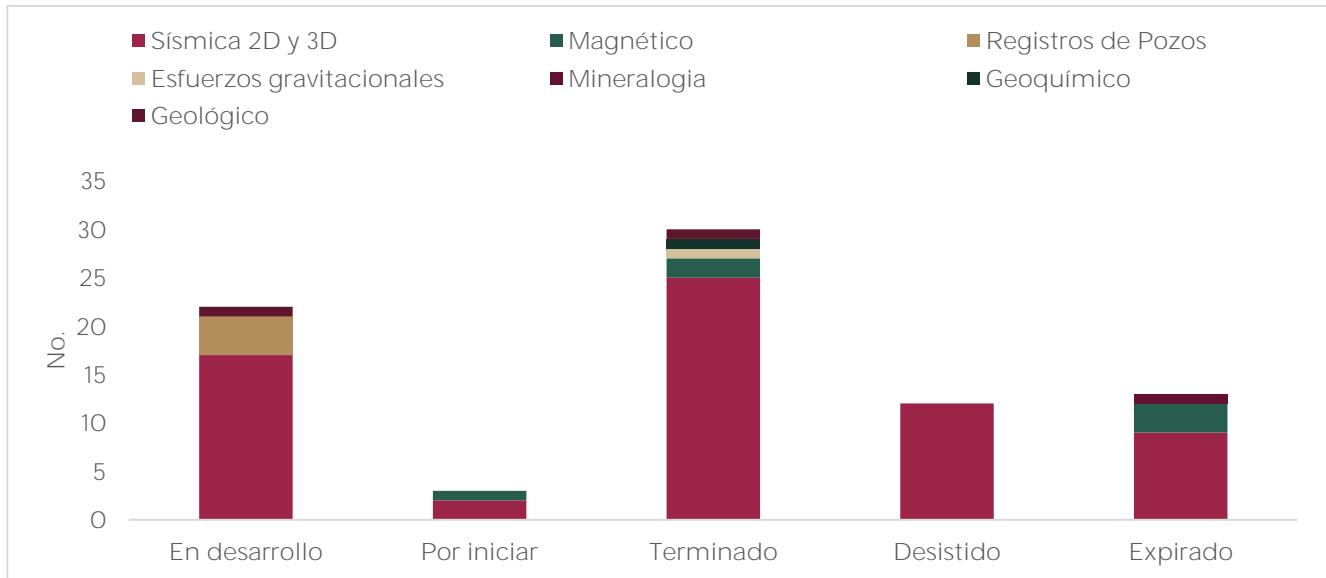


Figura 9. Estado que guardan las ARES autorizadas por CNH al 20 de febrero de 2020
Fuente: <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

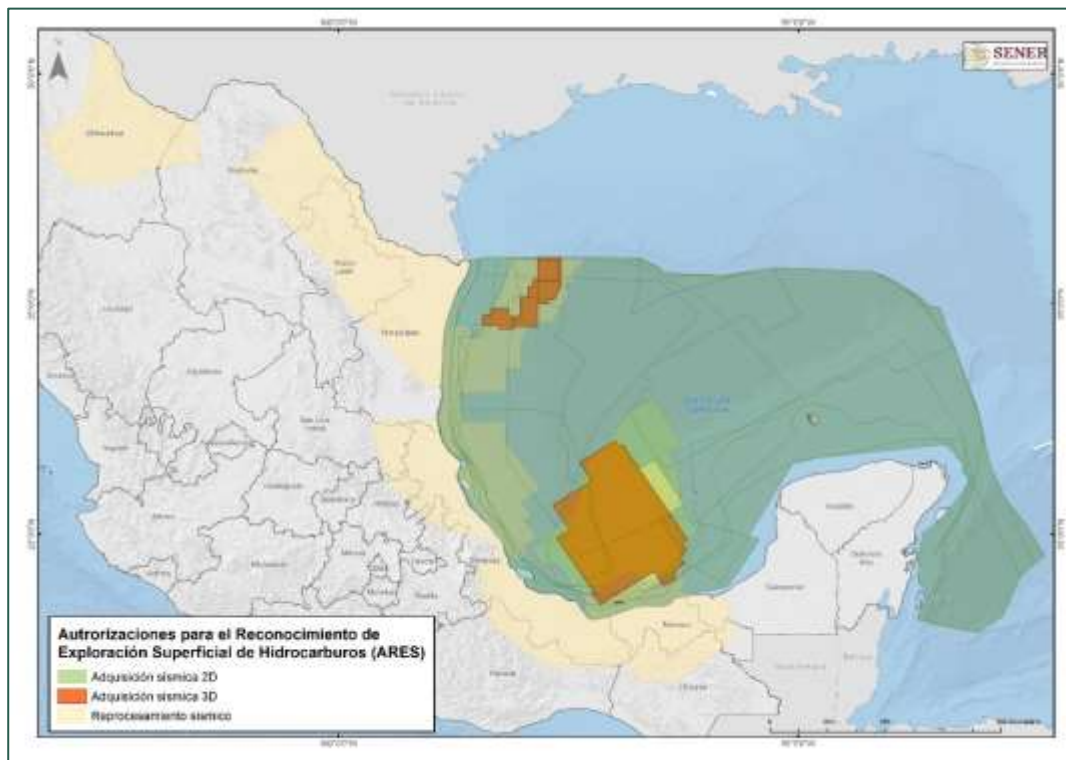


Figura 10. ARES otorgadas por la CNH
Fuente: <https://cnh.gob.mx/informacion/mapas-ares?tab=5596>

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 333.2 mil km de líneas sísmicas al cierre de 2018, así como la adquisición y reprocesamiento de 206.4 mil km² y 509.7 mil km² de sísmica 3D, respectivamente⁵.

Las aplicaciones de empresas para obtener un 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, dos han aplicado para autorizaciones de estudios Magnéticos y tres para Registros de Pozos. En los estudios de Esfuerzos Gravitacionales, Mineralogía, Geológicos y Geoquímicos, solamente tienen aplicación de una empresa cada uno⁶. hasta el 31 de julio de 2020 la CNH ha recibido 207 Avisos de Inicio correspondientes a 103 proyectos de Asignatarios y 104 proyectos de Contratistas.

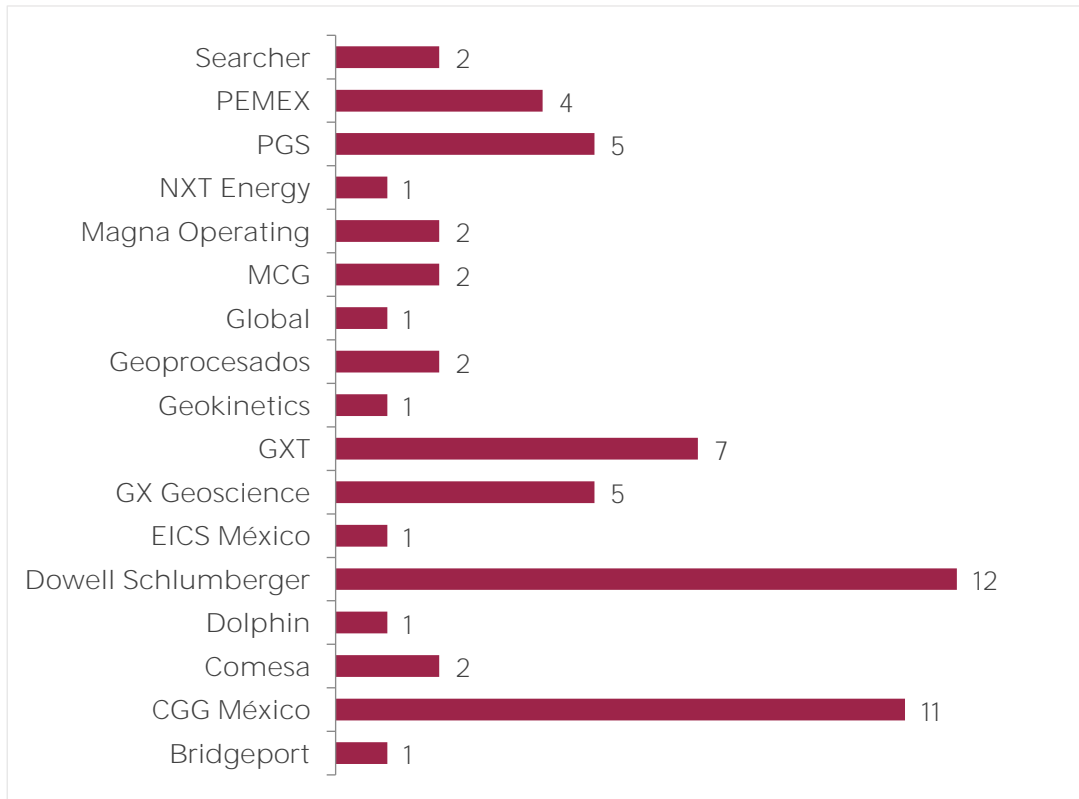


Figura 11. Empresas autorizadas para reconocimiento y exploración superficial
Fuente: <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

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 finales de 2019 con información más reciente remitida por la CNH, ascendió a 2,820 MMUSD (Figura 12). Esta cifra considera inversiones de hasta 1.2 MMUSD por cada 40 km² (Figura 13).

⁵ CNH, Reporte ARES actualizado al mes de diciembre de 2018, consultado el 11 de septiembre de 2020. <https://hidrocarburos.gob.mx/media/1296/reporte-ares.pdf>

⁶ CNH, ARES Otorgadas, consultado el mes de febrero 2020. <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>



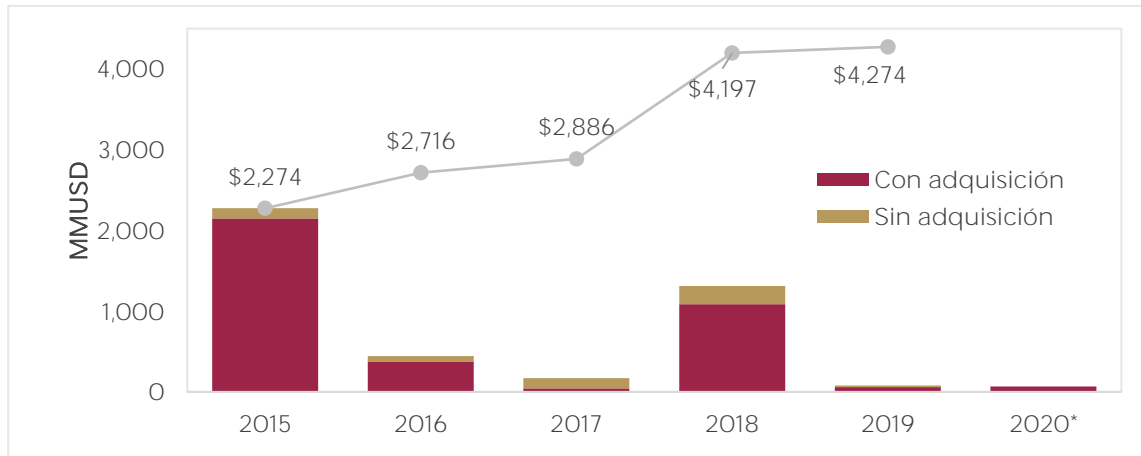


Figura 12. Inversiones para las ARES autorizadas por CNH 2020 (MMUSD), *proyectos por iniciar
Fuente: CNH

A la fecha, por actividades resultantes de las ARES, en el periodo de 2015-2020 el Estado recibió 4,588 MMUSD por concepto de estudios exploratorios de las ARES⁷.

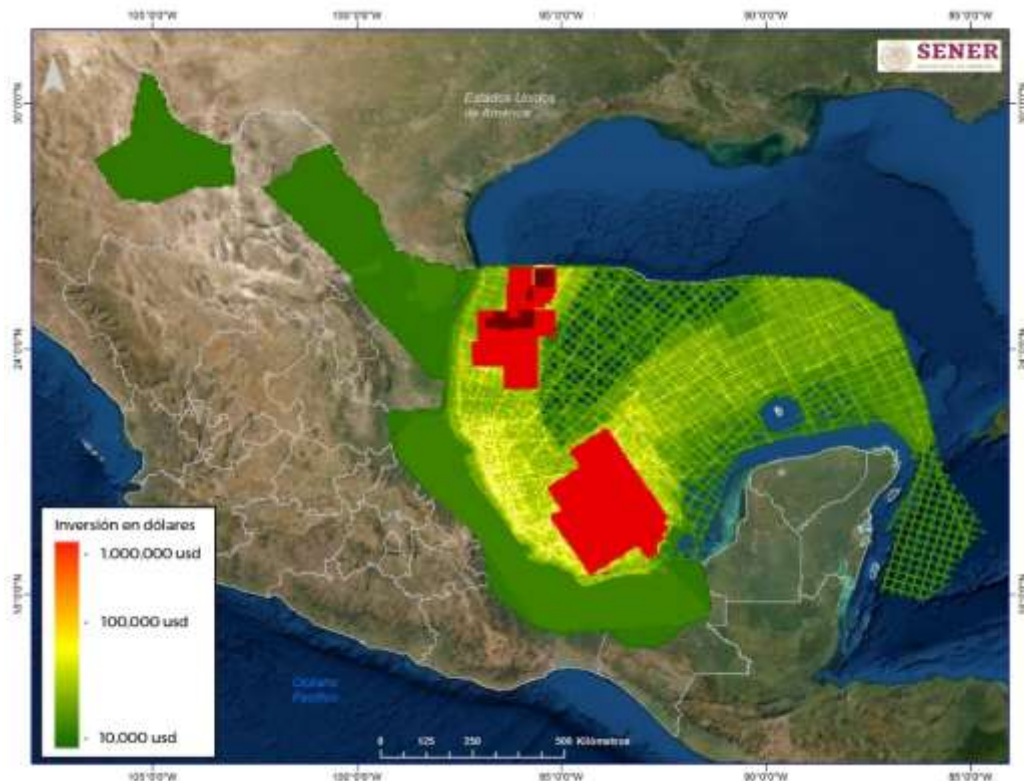


Figura 13. Inversión estimada en dólares por cada 40 km² por concepto de ARES⁸ para adquisición o reprocesamiento sísmico
Fuente: SENER con información de CNH

⁷ CNH Inversiones en información, https://hidrocarburos.gob.mx/media/3647/inversiones_informacion.pdf

⁸ 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 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, 12 se definen como Provincias Petroleras (Figura 14) con sistemas petroleros activos, las cuales se describen a continuación.

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

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 (Fm. La Casita) con las más altas concentraciones de carbono orgánico reportadas (COT 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 de lutitas prospectivos 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 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.



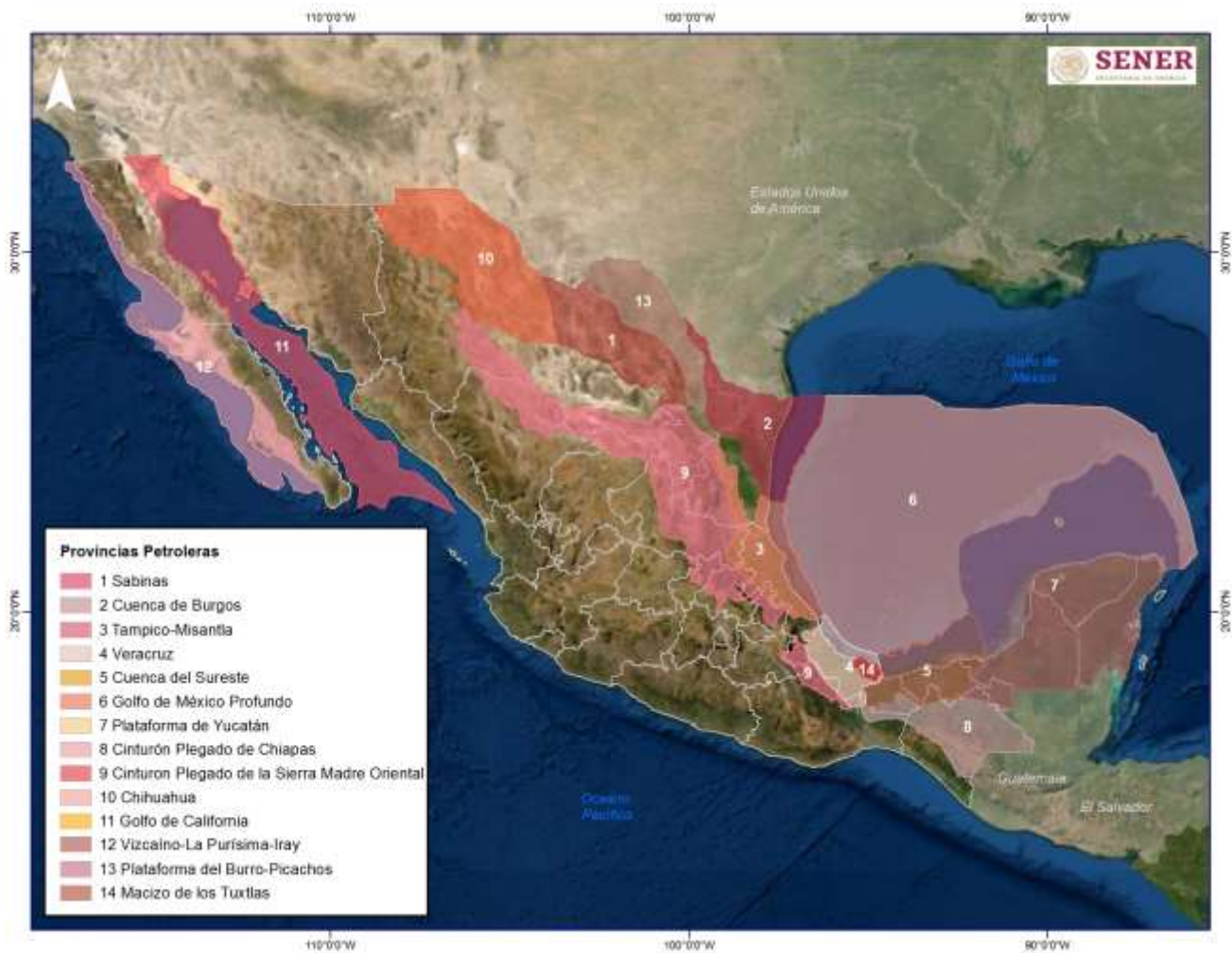


Figura 14. Provincias petroleras de la República Mexicana.
 Fuente: SENER

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 Trion-1, Supremus-1, Maximino-1 y recientemente con el pozo Nobilis-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas. Los campos más importantes de esta última son Noxal, Lakach, Lalail, Kunah, Piklis, Nat y Hem. Por su parte, en el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite 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 convencionales⁹ además de las cantidades ya producidas. La metodología que se ha utilizado para la evaluación de recursos petroleros en México sigue las normas establecidas por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*. A esta clasificación se le denomina *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

De conformidad con la evaluación, al 1 de enero de 2020, los recursos petroleros de México¹⁰ [Tabla 2] aún no descubiertos se estiman en 112,947 MMbpce, de los cuales 48,723 MMbpce (43%) corresponden a recursos convencionales y aproximadamente 64,224 MMbpce (57%) a recursos no convencionales. En cuanto a los recursos descubiertos comerciales o reservas, el país cuenta con 23,088.2 MMbpce de reservas totales (3P), de las cuales 8,061.9 MMbpce son reservas probadas (1P).

Tabla 2. Recursos identificados en México al 1 de enero de 2020 (MMbpce)

Provincia petrolera*	Producción acumulada**		Reservas petroleras (MMbpce)			Recursos prospectivos (MMbpce)	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Burgos	2,616.2	4%	173.1	250.2	351.0	3,204.0	10,769.7

⁹ Los recursos no convencionales son aquellos hidrocarburos que están contenidos en formaciones que requieren de técnicas especiales de explotación y, por tanto, podrían demandar mayores inversiones en comparación con la explotación de recursos convencionales.

¹⁰ <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>



Provincia petrolera*	Producción acumulada**		Reservas petroleras (MMbpce)			Recursos prospectivos (MMbpce)	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Cinturón Plegado de Chiapas		0%	-	-	-	1,172.0	-
Cinturón Plegado Perdido	-	-	-	-	-	-	-
Cuencas del Sureste	50,687.4	82%	5,804.1	9,238.0	12,805.6	14,466.0	-
Golfo de México Profundo	-	-	60.2	164.5	195.7	23,929.0	-
Plataforma de Yucatán	-	-	-	-	-	1,778.0	-
Sabinas-Burro-Picachos	96.7	0%	4.5	15.6	43.4	395.0	13,950.2
Salina del Istmo	316.5	1%	-	-	-	-	-
Tampico-Misantla	6,864.8	11%	788.9	3,085.4	5,500.2	2,347.0	38,941.8
Veracruz	939.2	2%	445.9	1,268.2	1,689.9	1,432.0	562.8
Reservas Asociadas a CEE	-	-	785.3	1,883.6	2,502.3	-	-
Total	61,520.8	100%	8,061.9	15,905.5	23,088.2	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 50,687.4 MMbpce (82% de la producción total). Además, cuenta con el mayor volumen de reservas 3P (55% del total) y con un importante volumen de recursos prospectivos estimado en 14,466 MMbpce.



La segunda en importancia es la provincia del Golfo de México Profundo que, a pesar de no reportar producción, cuenta con un estimado de recursos convencionales prospectivos de 23,929 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 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.

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 parte de un proceso de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, producción y evaluación económica.

La CNH es el órgano regulador responsable de la cuantificación, 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.58.001/17.¹¹ La Tabla 3 muestra la clasificación de las reservas.

Tabla 3. Sistema de administración de recursos petroleros

Recursos hidrocarburos totales en sitio



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.

De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2020 (Figura 15), México cuenta con reservas totales por 23,088.2 MMbpce, probadas de 8,061.9 MMbpce¹², probables por 7,843.6 MMbpce y posibles por 7,182,7 MMbpce. Como lo muestra la Figura 15, más de la mitad de las reservas (69%) se clasifican como reservas 2P.

¹¹ Diario Oficial de la Federación. 2017. Resolución CNH.E.58.001/17 por la que se aprueban los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508418&fecha=20/12/2017, consultado el 02 de septiembre de 2019

¹² CNH. 2020. Reservas al 1 de enero del 2020.



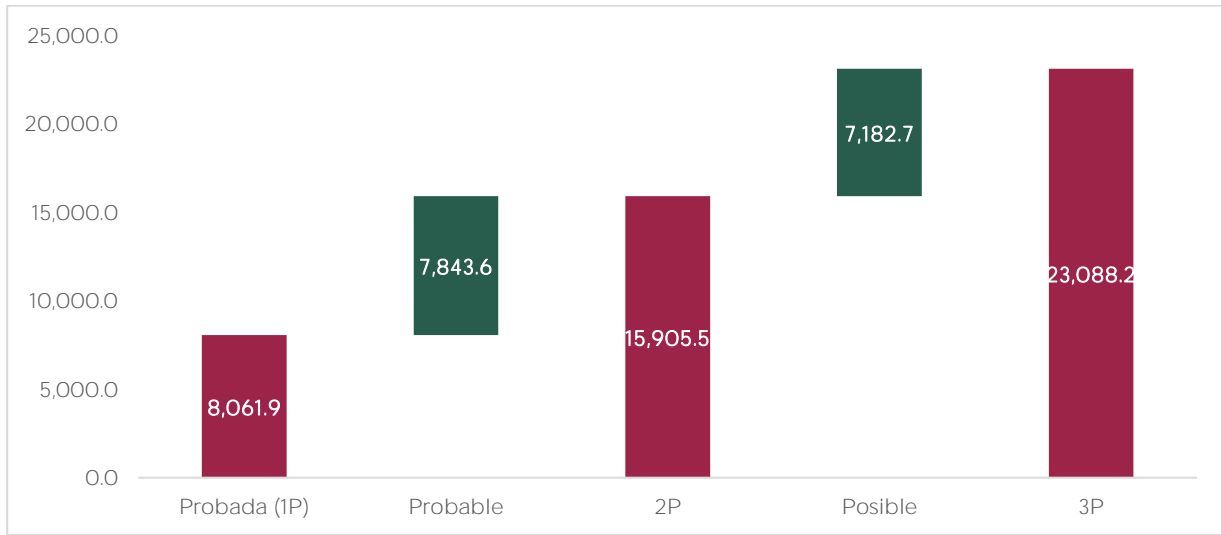


Figura 15. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2020 (MMbpce)
Fuente: CNH y SENER (2020).

En términos comparativos, entre las provincias petroleras (Figura 16) el 82% de las reservas probadas se concentran en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla. Estas provincias poseen 71 % y 74 % de las reservas probables y posibles, respectivamente. Del volumen de reservas 3P por 23,088.2 MMbpce, las reservas probadas equivalen al 35% (8,061.9 MMbpce), mientras que las reservas probables y posibles al 34 % (7,843.6 MMbpce) y al 31% (7,182.7 MMbpce), respectivamente.

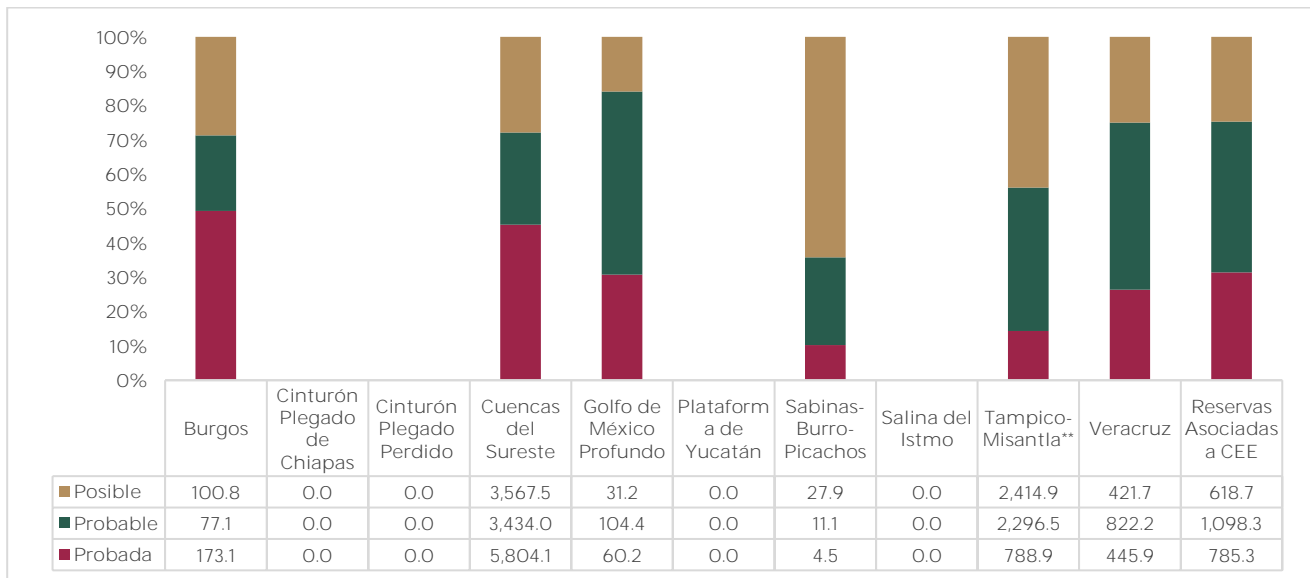


Figura 16. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce)
Fuente: CNH y SENER (2020).

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.

La evaluación de reservas al 1 de enero de 2020 se realizó considerando el marco normativo vigente que contempla la participación de diversas empresas operadoras, para el cual es necesario utilizar un indicador que refleje el potencial de hidrocarburos en cada campo que no dependa de las características de una empresa operadora en particular, tal indicador es el volumen remanente:

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

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

De esta manera, al 1 de enero de 2020, se reportan 24,316.7 MMbpce de volumen remanente para campos del Estado (Figura 17), de los cuales 80% se concentra en la provincia Cuencas del Sureste.

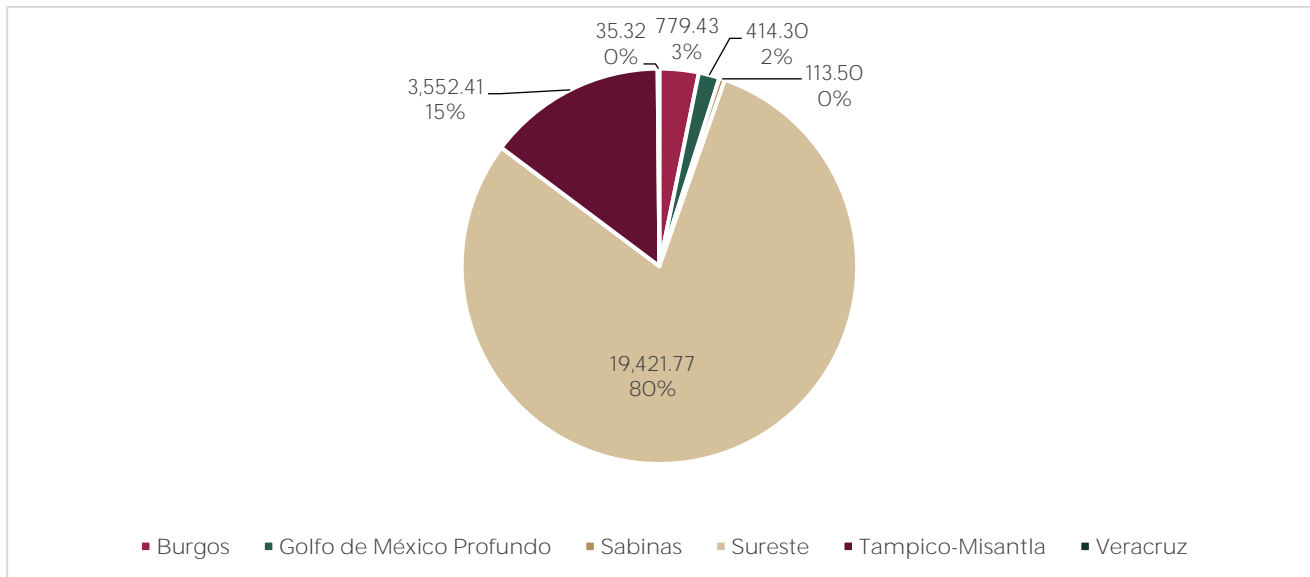


Figura 17. Volumen remanente (MMbpce) del Estado al 1 de enero de 2020
Fuente: CNH (2020)

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

4.5 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:



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

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 2019, la producción anual se ubicó en 870.9 MMbpce y la tasa de restitución de reservas totales por nuevos descubrimientos ascendió a 2.8% con la adición de 24.6 MMbpce a los inventarios nacionales, mientras que la tasa de restitución integral de reservas 1P se ubicó en 119% como consecuencia de la adición de 188.6 MMbpce por revisiones de campos, desde 2016 no se había tenido una restitución tan favorable en las reservas probadas (Figura 18).

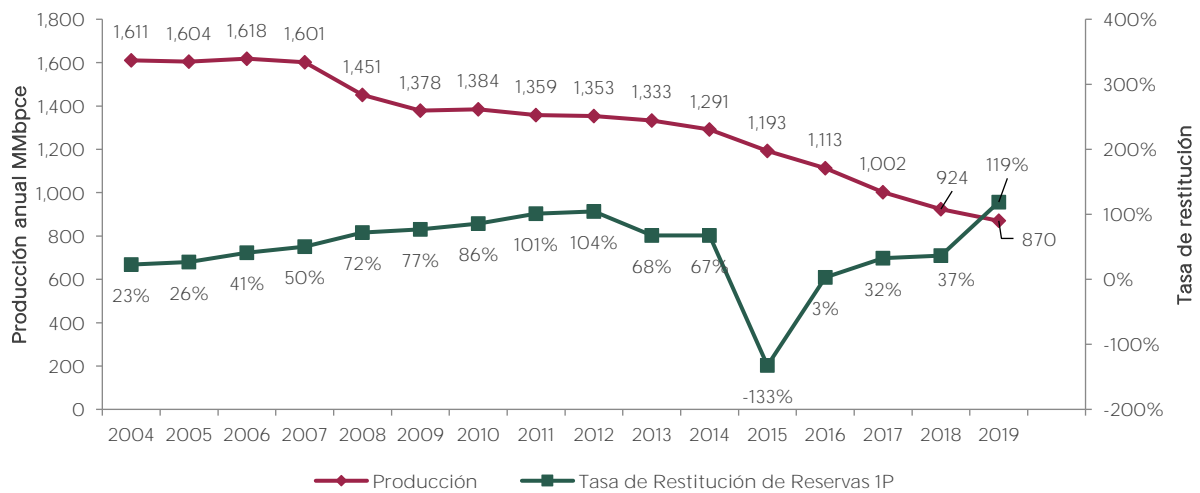


Figura 18. Producción anual y restitución de reservas al 1 de enero de 2020
Fuente: SENER con información de PEMEX y CNH.

4.6 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS

La producción máxima de petróleo crudo en el país fue en el año 2004 donde alcanzó la cifra de 3,383 miles de barriles por día (Mbd), a partir de entonces la producción ha ido en declive hasta el año 2019 cuyo volumen fue de 1,678 Mbd lo que equivale a una caída del 50%. 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.

En 2020 (Figura 19) se observó que el 93% de la producción corresponde a las Asignaciones y el 7% a los CEE. El 92% de la producción nacional de petróleo crudo proviene 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%).



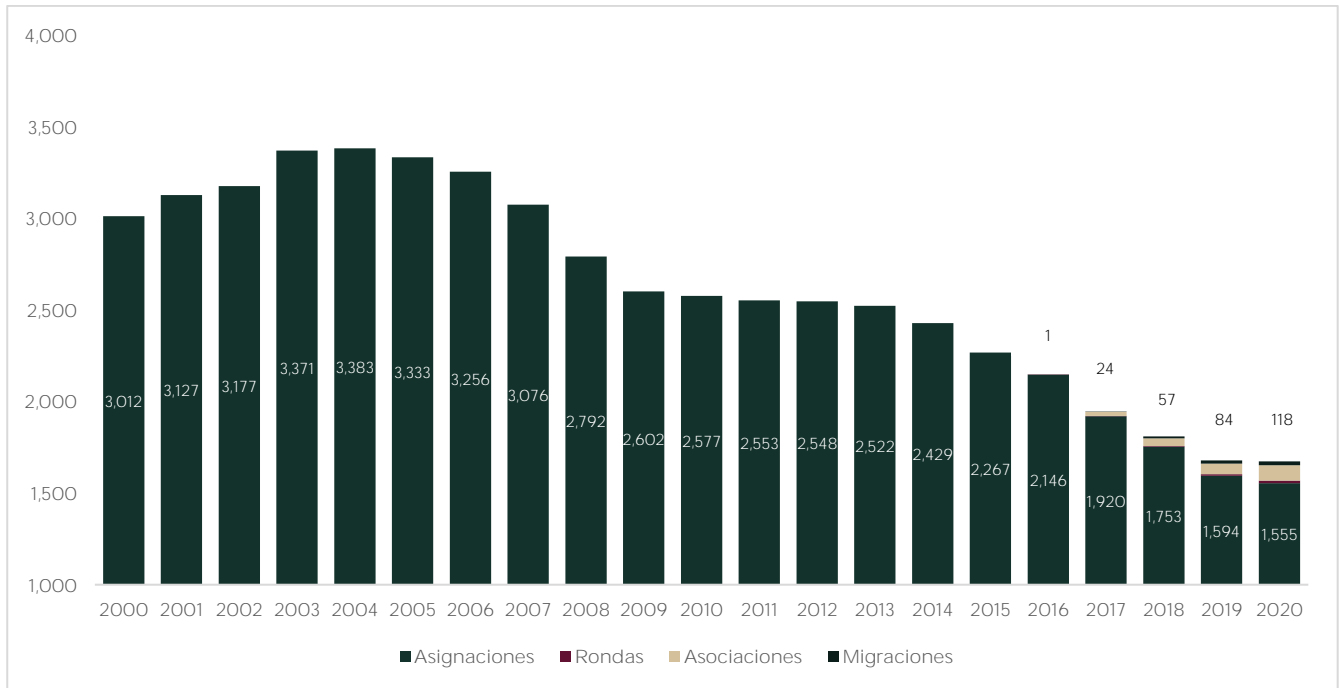


Figura 19. Producción de Petróleo crudo de México 2000-2020 (Mbd)
 * datos 2020 promedio real enero-septiembre
 Fuente: SENER con información de CNH

La producción de gas natural de México para el período de 2000-2020 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 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) con respecto al año 2019 donde se alcanzó 3,806 MMpcd se tiene una caída del 46%.

En 2020 (Figura 20), de la producción de gas natural, el 94% proviene de Asignaciones y el 6% de CEE, así mismo el 62% de la producción de gas se concentra en 10 Asignaciones. Mientras que la extracción de gas natural por ubicación se localiza en aguas territoriales (54%), y zona terrestre (46%).



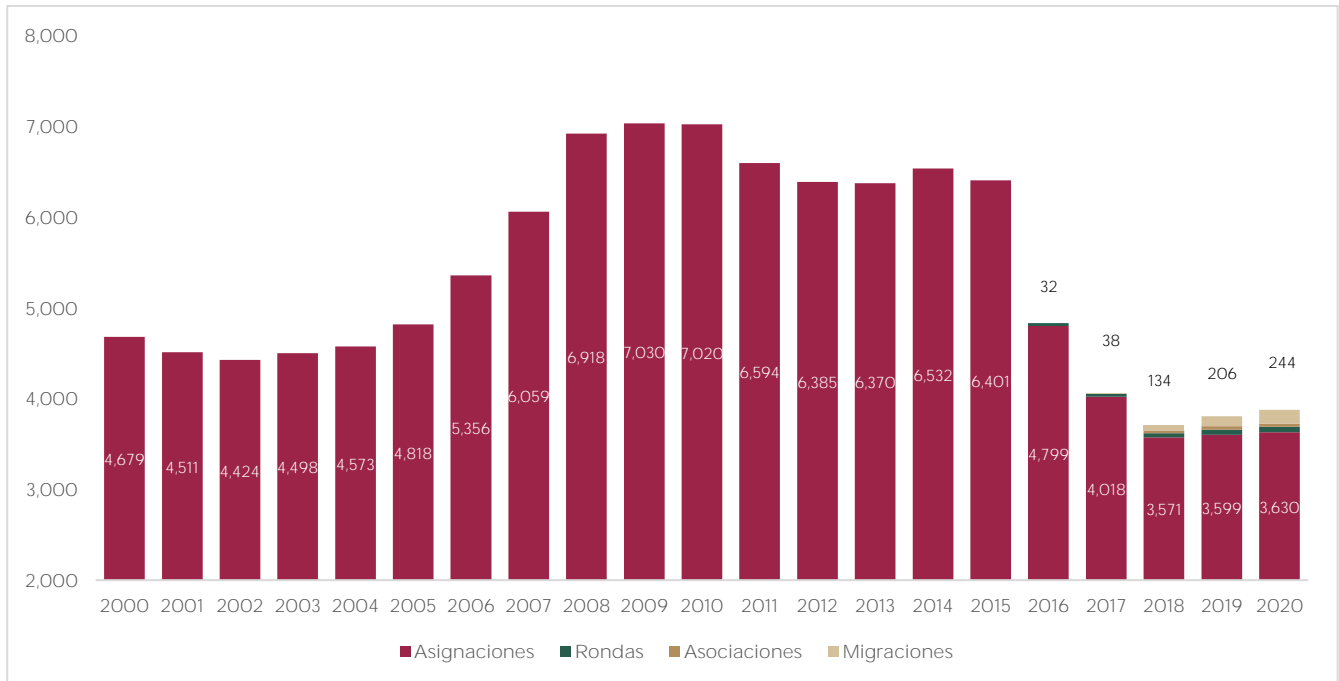


Figura 20. Producción de Gas Natural ¹³sin Nitrógeno de México 2000-2020 (MMpcd)
 * datos 2020 promedio real enero-septiembre
 Fuente: SENER con información de CNH

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 2020 realizadas por PEMEX en 647 campos, de los cuales 491 están ubicados en 10 entidades federativas, 41 en dos o más entidades federativas y 115 en las aguas territoriales del Golfo de México, así como las actividades de los contratistas en 46 campos adjudicados en las rondas de licitación, consolidados en 3 agrupaciones. La Tabla 4 muestra el detalle de la distribución por ubicación.

¹³ Fuente: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>



Tabla 4. Reservas y volumen remanente por ubicación

Ubicación	Núm. de Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Vol. remanente (MMbpce)	Vol. remanente %
		1P	2P	3P		
Aguas Profundas	1	60.2	164.5	164.5	252.1	0%
Aguas Someras	120	5,517.7	9,612.4	13,423.2	89,708.3	41%
Terrestre	489	2,348.9	5,261.0	7,440.7	99,063.1	46%
Terrestre No Convencionales	83	135.1	867.5	2,059.7	28,182.0	13%
Total general	693	8,061.9	15,905.5	23,088.2	217,205.6	100%

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2020, CNH.

En la Tabla 5 se aprecia que por número de campos, Veracruz es la entidad con el mayor número (181), seguido por Tamaulipas (116) y Tabasco (88). En ellos se concentra la mayor cantidad de reserva remanente 2P (3,648.2 MMbpce) y de volumen original remanente 3P (88,202.3 MMbpce). Estas tres entidades contienen 57% de los campos, 23% de la reserva remanente 2P y 35 % del volumen original remanente.

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

Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Vol. remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche	4	20.8	34.2	44.0	74.5
Chiapas	15	19.3	27.7	35.1	1,560.9
Coahuila	23	3.7	4.9	7.2	166.2
Hidalgo	3	0.0	0.0	0.0	0.2
Nuevo León	54	38.2	66.4	111.8	619.8
Puebla	6	18.2	61.1	82.3	964.5
San Luis Potosí	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Tabasco	88	596.1	748.2	933.9	23,922.7



Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Vol. remanente (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Tamaulipas	116	190.5	272.7	378.5	4,226.6
Veracruz	181	733.0	2,627.3	4,414.1	60,053.1
Aguas Territoriales	115	5,120.6	8,485.2	11,861.5	89,960.4
Compartidos	41	536.2	1,694.1	2,717.5	8,775.1
CEE	46	785.3	1,883.6	2,502.3	14,025.6
Total	670	7,897.3	15,836.2	25,106.1	248,553.9

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2020, CNH.

Posteriormente, Chiapas, Nuevo León y Puebla, en conjunto agrupan 75 campos, en tanto que su reserva remanente 2P es de 155.2 MMbpce, lo que representa 4% del total y 4% 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 45 campos que acumulan reservas totales por 2,814 MMbpce y un volumen original remanente aproximado de 39,167 MMbpce, es decir, 16% del total. La Tabla 6 presenta el detalle de esta información.

Tabla 6. Reservas remanentes en campos compartidos

Estado	Campos	Reserva remanente (MMbpce)			Volumen remanente* (MMbpce)
		1P	2P	3P	
Campeche - Tabasco	2	2.2	3.2	3.7	21.1
Chiapas - Tabasco	9	119.4	147.1	152.9	4,443.2
Hidalgo - Veracruz	1	0.1	26.9	138.7	3,347.9
Nuevo León - Tamaulipas	12	28.6	43.0	59.4	331.3
Puebla - Veracruz	12	381.9	1,477.1	2,372.2	26,881.6
San Luis Potosí - Veracruz	1	3.7	4.3	4.3	434.2
San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz	1	54.0	59.4	61.5	3,010.5
Tabasco - Veracruz	5	15.5	16.8	20.8	623.4
Tamaulipas - Veracruz	2	0.5	0.7	1.3	73.8
Total general	45	605.9	1,778.4	2,814.7	39,167.0

Fuente: SENER, con información de la Base de Datos de Reservas, actualizadas al 1 enero de 2010, CNH.

Respecto a la tabla anterior, se observa que Puebla y Veracruz comparten 26,881.6 MMbpce de volumen original remanente y 2,372.2 MMbpce de reserva 3P aproximadamente, cifras que representan 69% y 84% del total, respectivamente. Este recurso proviene principalmente de la provincia de Tampico-Misantla.

En el Anexo 1 se presenta la información de la evaluación de reservas al 1 de enero de 2020 aprobada por la CNH.

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 *plays*¹⁴, oportunidades exploratorias y prospectos¹⁵.

La evaluación del potencial es la etapa que ha llevado a cuantificar que el potencial no descubierto técnicamente recuperable de México es de 112,946 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.

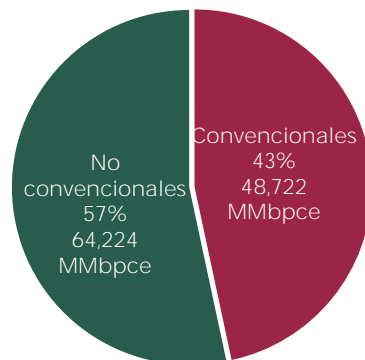


Figura 21. Recursos prospectivos de hidrocarburos (MMbpce)

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.

¹⁴ 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).

¹⁵ 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.



- Volumen no documentado. - A partir de inferencias, se realiza la estimación probabilística de existencia de recursos prospectivos en *plays* probados pero que aún no cuentan con análisis a detalle para consolidar oportunidades exploratorias, así como en *plays* hipotéticos de los que se tienen estimaciones por correlaciones y estudios indirectos.

Se destaca que los recursos prospectivos no convencionales de hidrocarburos corresponden a volúmenes no documentados cercanos a 64,224 MMbpce, en tanto que para recursos convencionales son volúmenes documentados del orden de 48,722 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, los cuales no han sido documentados. Lo anterior refuerza la premisa de que, para aumentar el conocimiento de estas áreas, la incorporación de reservas y la producción de hidrocarburos, es necesario incentivar la inversión en estudios de exploración, particularmente en el área del Golfo de México Profundo y de las cuencas precursoras de recursos no convencionales.

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

Con lo que respecta a la incorporación de nuevas rondas de licitación durante la presente administración, 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.

Al respecto, es importante destacar que 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 una evaluación de los mismos y, en razón de los resultados obtenidos, podrá actualizar el contenido del presente Plan Quinquenal.

5.1 PREMISAS GENERALES PARA LA ELABORACIÓN 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), 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 brevemente el avance de los CEE derivados de Rondas de Licitación con respecto a la producción que aporta a la plataforma nacional en los pronósticos de producción, así como en materia de 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 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

A agosto de 2020*, de los 103 CEE vigentes adjudicados en rondas. 87 de ellos reportan inversión ejercida al FMPED con un monto acumulado de 3,936 millones de dólares (MMusd), 24 de ellos reportan producción de hidrocarburos, donde el volumen de producción de petróleo promedio (sin incluir condensados) al mes de agosto 2020* es de 24.2 Mbd, mientras que para el gas natural el promedio de producción fue de 63.3 MMpcd (sin nitrógeno).

De los 103 CEE vigentes, uno se encuentra suspendido por cuestiones ambientales y los contratos CNH-R01-L01-A2/2015 y CNH-R01-L04-A2.CPP/2016 se encuentran en procedimiento de terminación anticipada a solicitud de su Contratista.

De acuerdo con datos de la CNH a agosto de 2020*, 73 CEE se encuentran en etapa de exploración, 22 en desarrollo, 7 en evaluación, y 1 en evaluación y desarrollo, en los cuales se han perforado 41 pozos correspondientes a los planes de exploración y 21 pozos en planes de desarrollo de acuerdo con los reportes disponibles. En cuanto a la inversión aprobada de los CEE esta asciende a 8,629 MMusd en el periodo 2015-2020 de la cual se encuentra ejercida 3,936 MMusd, lo que representa un avance del 46% en el mismo periodo, mientras que el avance total es del 15%.

Respecto al programa mínimo de trabajo en el periodo 2015-2020 se tiene un avance del 29% acreditando 1,241,842 unidades de trabajo (UT) de un total de 4,238,541 UT.

*Nota.- Los datos presentados en este apartado son preliminares a agosto del 2020, por lo que no se consideran cifras oficiales.

5.3 PRODUCCIÓN Y DEMANDA NACIONAL DE ACEITE Y GAS NATURAL

El Sistema Nacional de Refinación (SNR) ha tenido una capacidad nominal de refinación desde 2007 de 1,540 Mbd, tomando en cuenta los trabajos realizados¹⁶ 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, como a continuación se muestra:

1. Refinería de Salamanca, se hicieron reparaciones parciales en la planta de Destilación Combinada, en la Hidrodesulfuradora de Gasolinas y cambios de catalizador en las unidades de reformación y MTBE. El avance de los trabajos de rehabilitación con corte a agosto de 2020 es del 67%, el cual corresponde a 10 reparaciones concluidas de 15 en total.
2. Refinería de Minatitlán, recientemente fue reconfigurada, el programa demanda la atención esencial del cambio de catalizador y rehabilitar la planta Mina 1, esta refinería aumentó su carga a mediados del año 2019. Se encuentra en ejecución la reparación mayor la planta de Alquilación 1 y Azufre 1. El avance de los trabajos de rehabilitación con corte a agosto de 2020 es del 67%, el cual corresponde a 14 reparaciones concluidas de 21 en total.
3. Refinería de Madero, esta es la infraestructura más crítica, estuvo más de un año fuera de operación, sin embargo, en enero de 2019 se tuvo el arranque de una primera etapa y la rehabilitación de la planta Catalítica 1 quedó concluida en el primer semestre de 2020. El avance de los trabajos de rehabilitación con corte a agosto de 2020 es del 33%, el cual corresponde a 2 reparaciones concluidas de 6 en total.

¹⁶ Fuentes: Segundo Informe de Labores SENER 2019-2020, publicado el 1 de septiembre de 2020, páginas 72 y 73 (<https://base.energia.gob.mx/II/2-Informe-de-labores-SENER.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).

4. Refinería de Cadereyta, se realizó mantenimiento correctivo a las plantas de Hidrógeno y Catalítica 1, y una reparación general en la planta Hidrodesulfuradora de Diésel, y quedó concluida la reparación de la planta Catalítica 2 y la Combinada 2. El avance de los trabajos de rehabilitación con corte a agosto de 2020 es del 75%, el cual corresponde a 18 reparaciones concluidas de 24 en total.
5. Refinería de Salina Cruz, derivado de los accidentes e incidentes en sus instalaciones, se diseñó un programa intenso para reconstruir el sistema de recibo de crudo y distribución de plantas primarias. Se llevó a cabo la reparación parcial del sector Hidros-2. Se han concluido las reparaciones mayores de las plantas Primaria 2, Catalítica 1 (FCC-1), U-400-2, U-700-2, U-800-2, MTBE, TAME, Azufre 1, y la Reductora de viscosidad (VRB). El avance de los trabajos de rehabilitación con corte a agosto de 2020 es del 85%, el cual corresponde a 29 reparaciones concluidas de 34 en total.
6. Refinería de Tula, como parte fundamental se prevé intervenir la planta de H-Oil que actualmente está abandonada y que es indispensable su rehabilitación para aumentar la producción de gasolinas. Se realizó un mantenimiento correctivo en la planta Catalítica 1. Se encuentra en ejecución la reparación mayor de las plantas de Asfaltos, Primaria 2, Catalítica 2 (FFC-2), HDD-5, U-400-1, U-500-1, U-600-1, U-700-1. El avance de los trabajos de rehabilitación con corte a agosto de 2020 es del 89%, el cual corresponde a 17 reparaciones concluidas de 19 en total.

En la Figura 22 se muestra la demanda del SNR, al mismo tiempo se presenta la prospectiva de producción de aceite crudo derivada de la política energética vigente, donde se espera que a partir de 2022 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 2030 con 2,617 Mbd. Esta producción no considera condensados del gas.

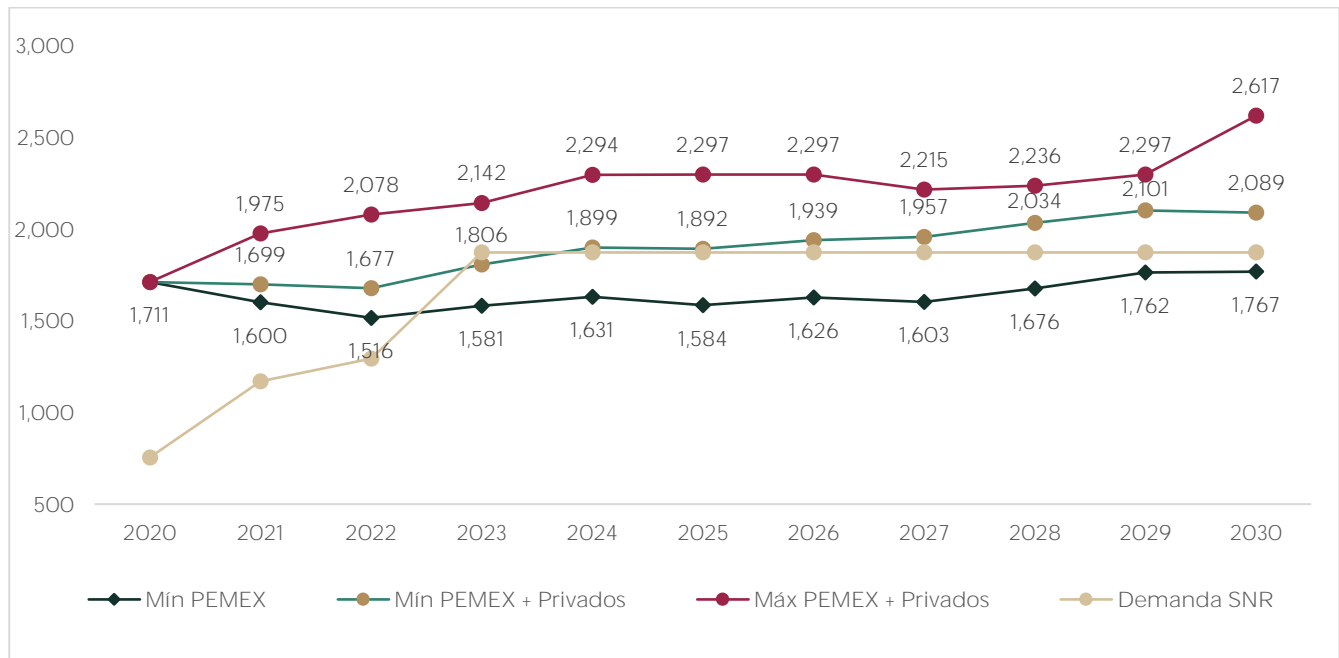


Figura 22. Prospectiva de producción y demanda del Sistema Nacional de Refinación Mbd.

De acuerdo con lo mostrado en la figura anterior donde se describen los escenarios de aceite, se observa que las predicciones de la Subsecretaría de Hidrocarburos (SSH) mantienen un autoabastecimiento al SNR tomando en cuenta que la producción de los privados sea vendida al Estado, sin embargo, no se descarta utilizar el inventario de áreas para apoyar a las metas de producción del PND.



Para el caso del gas natural, con datos del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) la demanda nacional es de 8,353 MMpcd, la cual tendrá un incremento del 26% en el año 2033 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 sienta 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 22% reporta producción de aceite y gas natural, mientras que del resto no se puede garantizar técnicamente la producción, lo que obliga a revisar el desempeño de los CEE.

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 anual de los mismos y, en razón de 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. Cabe mencionar que, con la política energética actual se 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 presente 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 encuentran actualmente en proceso de otorgamiento a PEMEX, solicitadas en el periodo octubre 2019 – septiembre 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 23) 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.

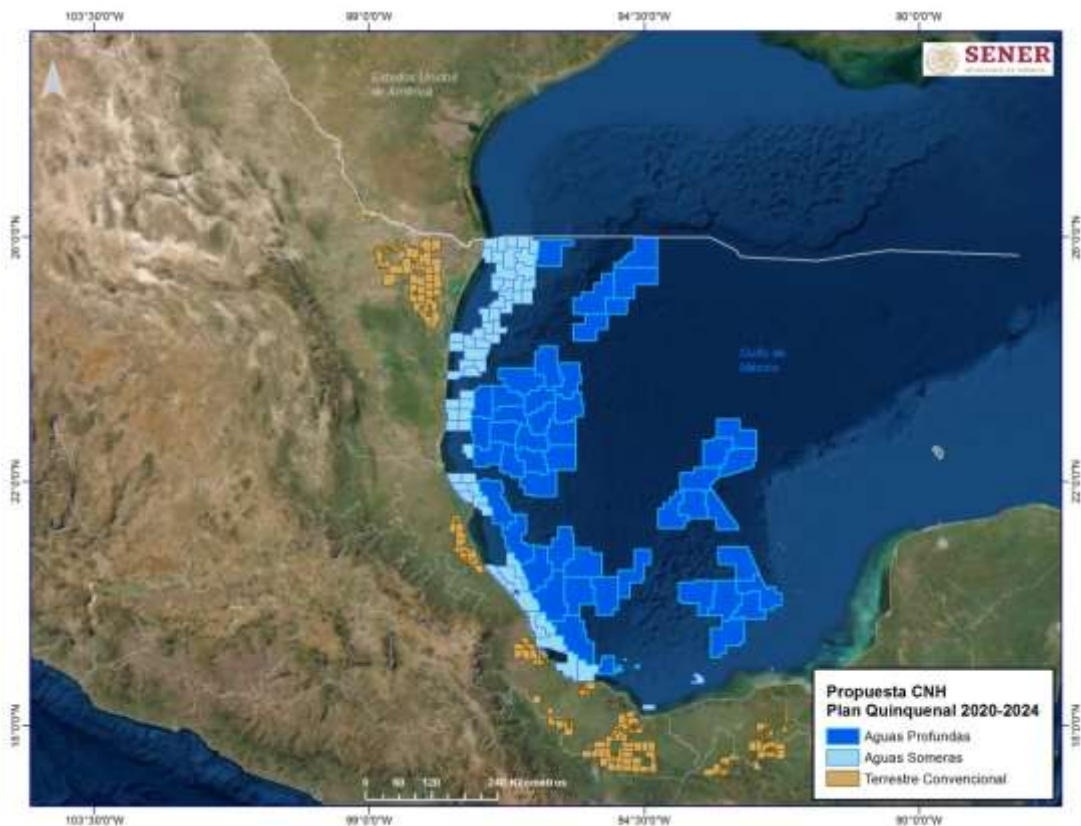


Figura 23. Propuesta de la CNH para el inventario de áreas del Plan Quinquenal 2020-2024
Fuente: SENER, 2020

En relación con las consideraciones anteriores el Plan Quinquenal 2020-2024 da como resultado un total de 12,644.6 MMbpce en recursos prospectivos y 818.8 MMbpce en volumen remanente, en una superficie de 155,321.9 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



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)	12,644.6
	Volumen Remanente (MMbpce)	818.9
	Superficie (km ²)	155,321.9

Fuente: SENER con información de CNH

La configuración del inventario de áreas mantiene un enfoque de exploración con 12,644.6 MMbpce en recursos prospectivos convencionales y que, en ciertos casos, incluyen recursos descubiertos con un volumen remanente en campos de 818.8 MMbpce. 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 clasificación

Categoría	Sector	Áreas	Superficie (km ²)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)
Aguas profundas	Área Perdido	12	27,353.6	2,607.8	0	0.0
	Cordilleras Mexicanas	21	48,414.1	2,458.4	0	0.0
	Cuenca Salina del Istmo	18	33,399.4	3,885.6	4	500.2
Subtotal		51	109,167.1	8,951.8	4	500.2
	Burgos Somero	42	18,667.0	1,387.4	0	0.0



Categoría	Sector	Áreas	Superficie (km ²)	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Campos (Núm.)	Volumen Remanente (MMbpce)
Aguas someras	Cuencas del Sureste Somero	3	448.7	105.5	1	146.5
	Tampico-Misantla-Veracruz	17	12,199.0	1,230.3	3	123.3
Subtotal		62	31,314.8	2,723.2	4	269.8
Terrestre convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	24	4,992.0	500.2	1	0.2
	Sabinas-Burgos	30	8,602.9	441.0	21	48.5
	Veracruz	5	1,245.2	28.3	1	0.3
Subtotal			14,840.0	969.5	23	48.9
Total		172	155,321.9	12,644.6	31	818.9

Fuente: SENER con información de CNH

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].

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
Aguas profundas	Área Perdido	2,279.5	2,320.6	47	109,067.2
	Cordilleras Mexicanas	2,305.4			
	Cuenca Salina del Istmo	2,378.5			
Aguas someras	Burgos Somero	444.5	505.1	62	31,314.8
	Cuencas del Sureste Marino	149.6			
	Tampico-Misantla-Veracruz	717.6			

Categoría	Sector	Tamaño promedio (km ²)	Promedio por Categoría (km ²)	Total de áreas	Superficie Total
Terrestres convencionales	Cuencas del Sureste-Chiapas	208.0	251.5	59	14,840.0
	Sabinas-Burgos	286.8			
	Veracruz	249.0			

*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

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

Categoría	Recursos prospectivos (MMbpce)	Vol. remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas profundas	8,951.8	500.2	109,167.1
Aguas someras	2,723.2	269.8	31,314.8
Terrestres convencionales	969.5	48.9	14,840.0
Total	12,644.6	818.9	155,321.9

Fuente: SENER con información de CNH

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 original remanente en sitio, la distribución geológica de los campos, las posibles trampas visualizadas y la cobertura sísmica. Las áreas para exploración y extracción de hidrocarburos cuentan con una evaluación sobre aspectos de disponibilidad de infraestructura para la producción y transporte de hidrocarburos, el riesgo geológico, volumen y tipo de hidrocarburo esperado. Estas áreas se muestran en la Figura 24.



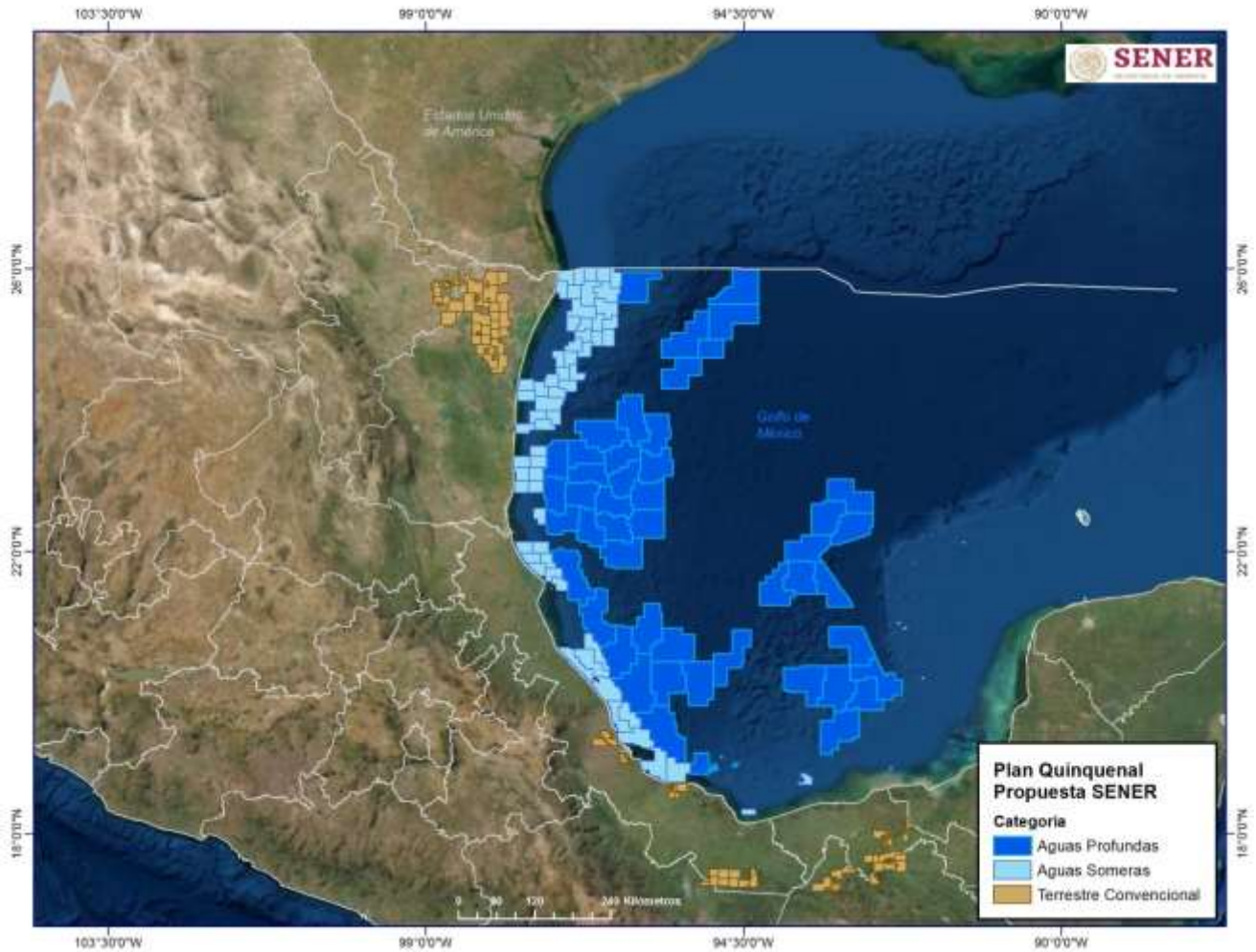


Figura 24. Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024

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 25). En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,951.8 MMbpce y un volumen remanente de 500.2 Mmbpce en una superficie de 109,167 km² [Tabla 11].

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	0.0	27,353.6	12
Cordilleras Mexicanas	2,458.4	0.0	48,414.1	21
Cuenca Salina del Istmo	3,885.6	500.2	33,399.4	18
Total	8,951.8	500.2	109,167.1	51



Fuente: SENER con información de CNH

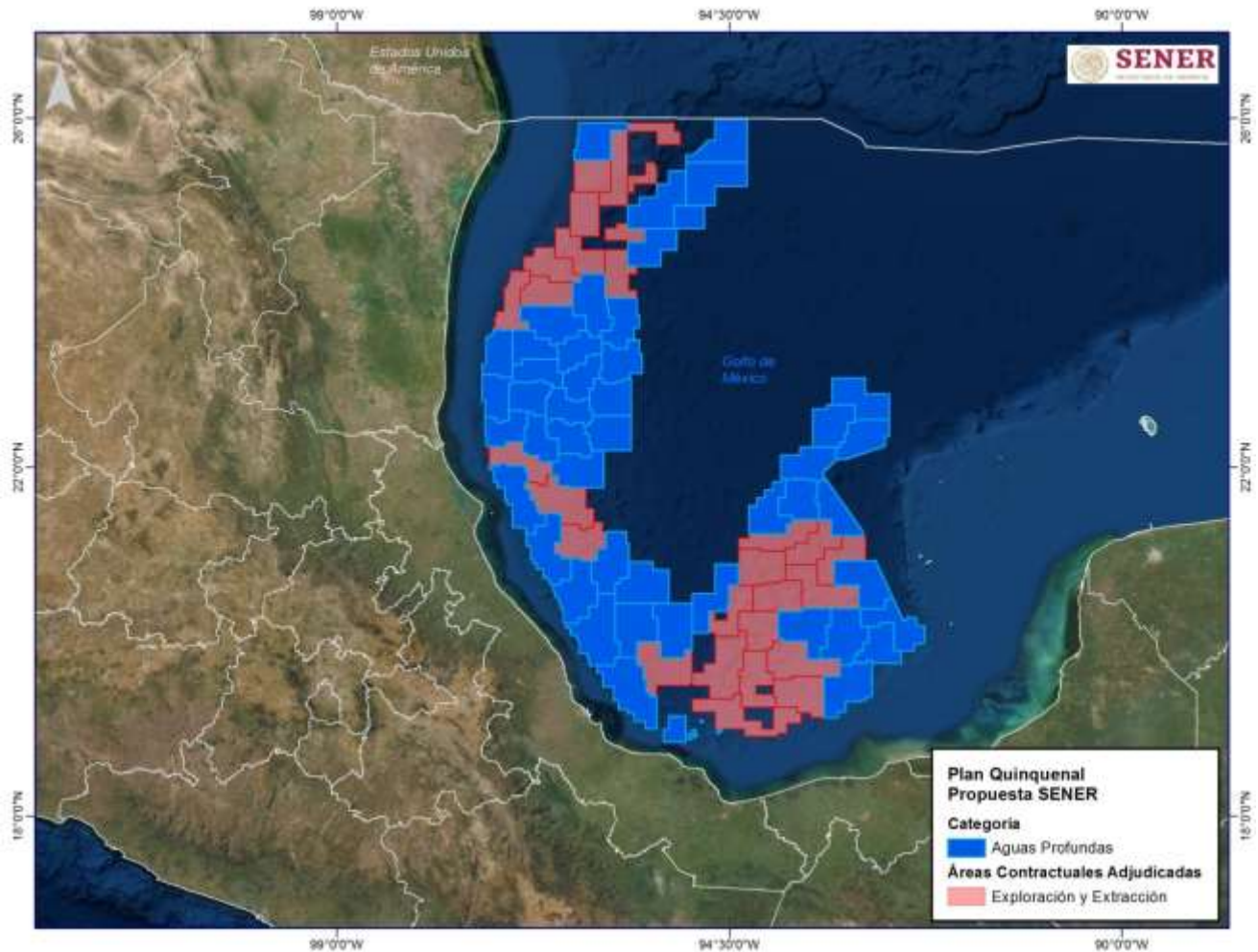


Figura 25. Exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas

6.1.2 ÁREAS AGUAS SOMERAS

Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras (Figura 26) acumulan un recurso prospectivo estimado de 2,723.2 MMbpce y un volumen remanente por 269.8 MMbpce, en una superficie de 31,314.8 km² [Tabla 12]. 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	18,667.0	42
Cuencas del Sureste Somero	105.5	146.5	448.7	3
Tampico-Misantla-Veracruz	1,230.3	123.3	12,199.0	17
Total	2,723.2	269.8	31,314.8	62

Fuente: SENER con información de CNH



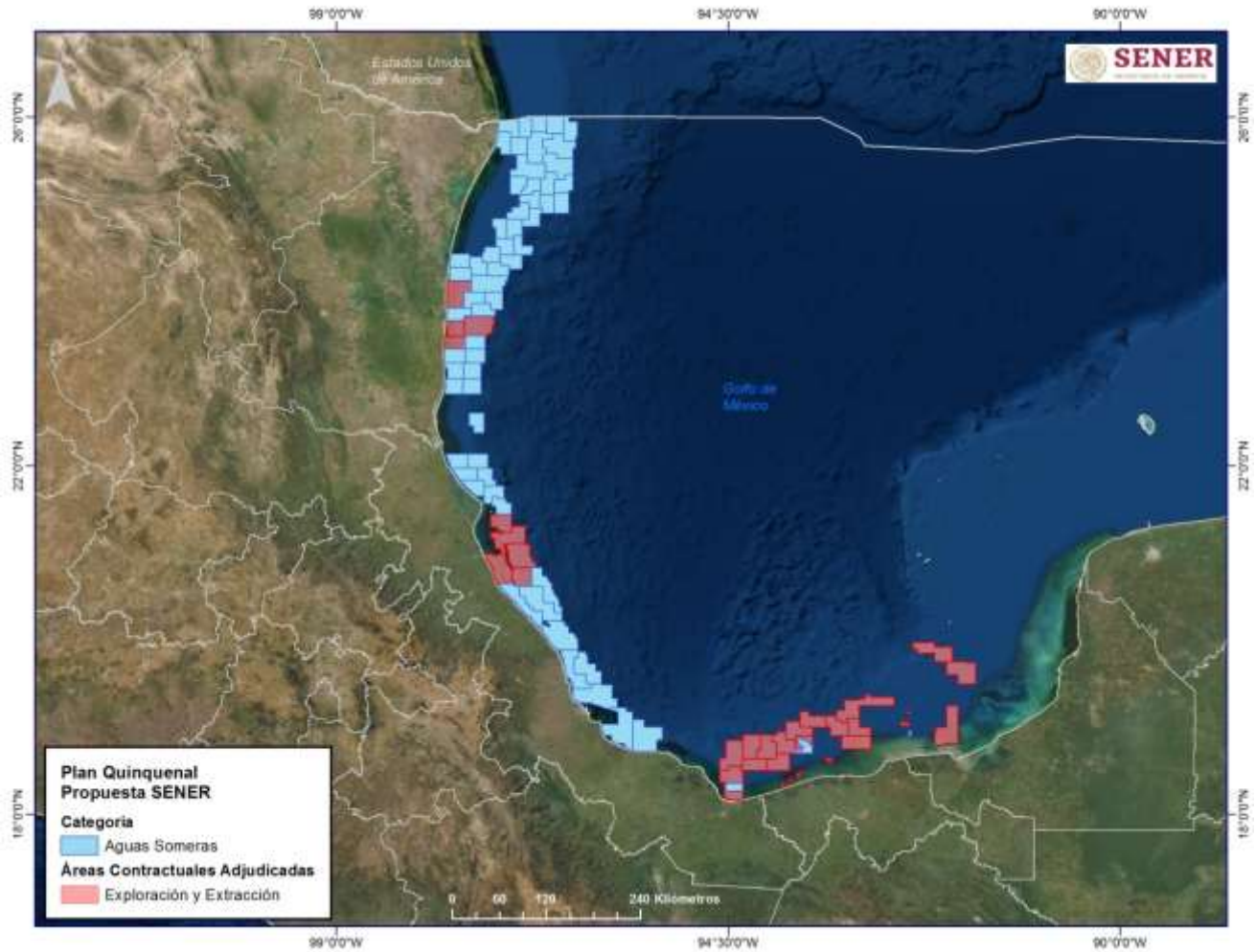


Figura 26. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras

6.1.3 ÁREAS TERRESTRES CONVENCIONALES

En áreas terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales (Figura 27) el recurso prospectivo estimado es de 969.5 MMbpce y el volumen remanente en sitio de 48.9 MMbpce, en una superficie de 14,840 km² [Tabla 13]

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

Sector	Recursos prospectivos (MMbpce)	Volumen remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Cuencas del Sureste-Chiapas	500.2	0.2	4,992.0	24
Sabinas-Burgos	441.0	48.5	8,602.9	30
Veracruz	28.3	0.3	1,245.2	5
Total	969.5	48.9	14,840.0	59

Fuente: SENER con información de CNH





Figura 27. 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 100 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	100
Total	4	500.2	100

Fuente: SENER con información de CNH

Los cuatro campos para la extracción de recursos convencionales en aguas profundas se ubican frente a las costas de Veracruz, en las provincias de Cuenca Salina del Istmo y Cinturón Plegado de Catemaco (Figura 28).

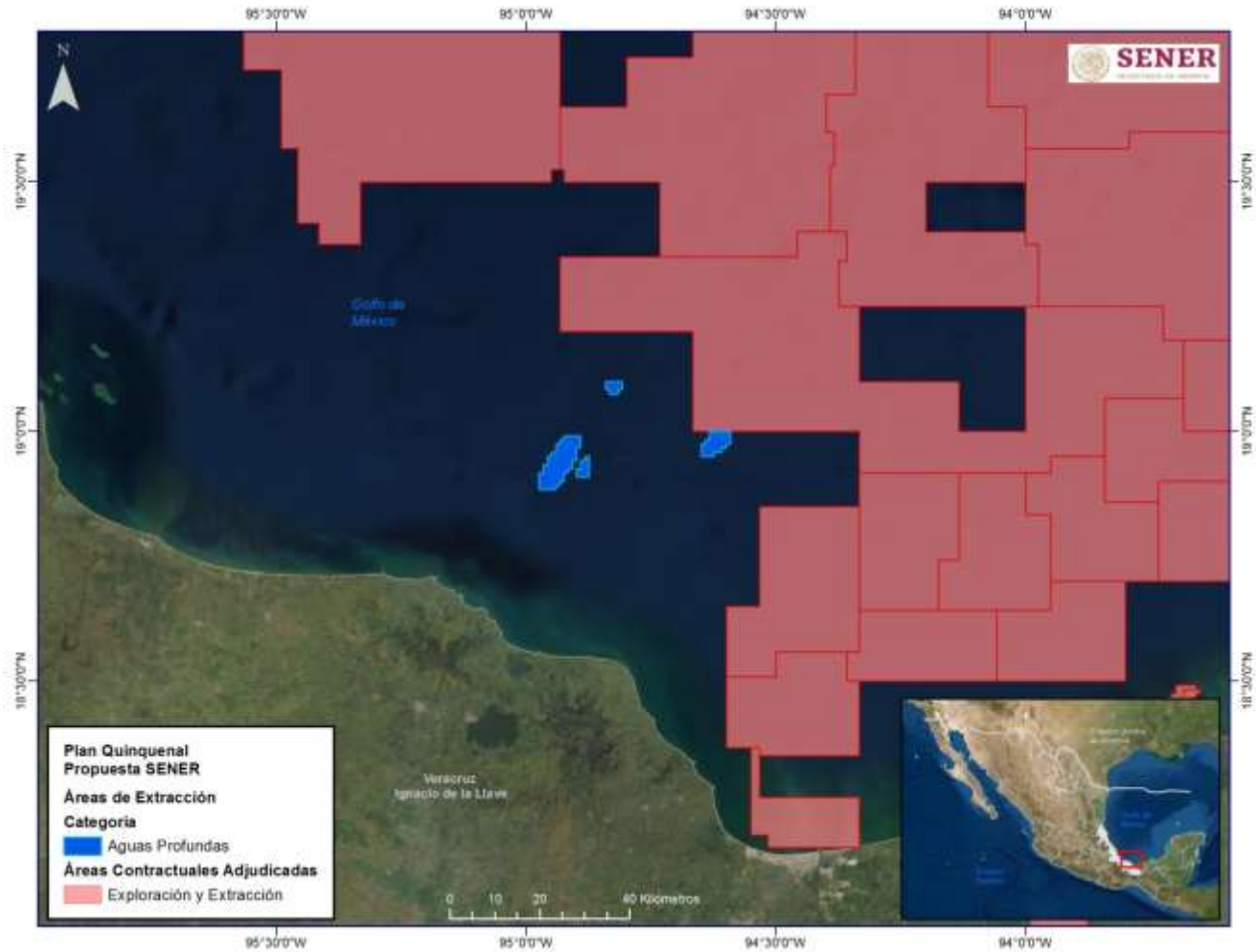


Figura 28. Extracción de hidrocarburos en aguas profundas

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 309.5 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	348.9	6,482.4
Total		348.9	6,482.4

Fuente: SENER con información de CNH

En Nuevo León se localizan 12,784 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].

Tabla 16. Áreas en Nuevo León

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y extracción de hidrocarburos	Terrestre convencional	31.3	426.9
Total		31.3	426.9

Fuente: SENER con información de CNH

En Veracruz se localiza una superficie de 2,769 km², de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como la extracción de volumen remanente. El recurso prospectivo se estima en 65.7 MMbpce y el volumen remanente en 0.3 MMbpce [Tabla 17].

Tabla 17. Áreas en Veracruz

Actividad Petrolera	Clasificación	Volumen total de recursos (MMbpce)	Superficie (km ²)
Extracción y extracción de hidrocarburos convencionales	Terrestre convencional	65.9	2,769.0
Total		65.9	2,769.0

Fuente: SENER con información de CNH

En Tabasco se localiza una superficie de 657.6 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 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	56.2	657.6
Total		56.2	657.6

Fuente: SENER con información de CNH

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

En las Aguas Territoriales, la superficie asciende a 140,481.8 km², para la exploración y extracción de hidrocarburos con un volumen de 11,669.5 MMbpce en recursos prospectivos y de 269.8 MMbpce en volumen remanente, así como la extracción de hidrocarburos de 4 campos con un volumen remanente por 505.7 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	11,939.3	140,381.9
Extracción de hidrocarburos	Aguas profundas y aguas someras	505.7	99.9
Total		12,445	140,481.8

Fuente: SENER con información de CNH

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 363.0 MMbpce y volumen remanente por 8.9 MMbpce, en una superficie de 3,880.8 km² [Tabla 21].

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

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	247.6	1,709.40
Nuevo León y Tamaulipas	109.3	1,693.50
Oaxaca y Veracruz	5.3	278
Total	371.9	3,880.80

Fuente: SENER con información de CNH



ANEXO 1 CAMPOS Y RESERVAS A 1 DE ENERO DE 2020

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
1	Abkatún	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	28	5.5	33.7	36.0	3,253.4
2	Acuatempa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	1.2	2.5	2.5	78.6
3	Acuyo	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	2.5
4	Agami	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
5	Ágata	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	35	0.0	0.0	0.0	41.6
6	Agave	Tabasco	Terrestre	Gas	34.5	2.2	2.2	2.2	312.7
7	Agua Blanca	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Agua Fría	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24	58.8	168.1	200.1	1,620.3
9	Agua Nacida	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	26	7.3	63.5	86.5	1,644.2
10	Aguacate	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	15	1.2	1.9	3.9	49.4
11	Ahuatepec	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	40	2.4	28.0	102.3	2,187.3
12	Akal	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	18.7	633.0	1,851.9	1,984.9	18,790.4
13	Akpul	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Gas	-	0.0	18.0	41.8	52.5
14	Alak	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	14	0.0	39.5	47.1	277.4
15	Alambra	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.7
16	Alameda	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	10	0.0	0.0	4.1	25.9
17	Álamo San Isidro	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	26.5	0.2	0.3	0.7	150.7
18	Alazán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	16	0.1	0.1	0.1	52.0
19	Alcaraván	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Algodonero	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.2	0.3
21	Almendro	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.7	1.6	1.6	3.6
22	Alondra	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.7	0.7	0.7	17.0
23	Altamira	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	12	4.2	5.5	12.8	255.8
24	Alux	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	28	3.6	15.9	32.5	108.0
25	Amatista	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
26	Amatitlán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	43	1.9	48.0	251.6	4,809.9
27	Ambos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.8
28	Amoca	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite	28	52.5	232.8	382.9	1,140.9
29	Anáhuac	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	2.5	12.4	37.9	113.3
30	Angostura	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	15	0.2	0.2	0.2	283.0
31	Anguillas	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	0.6

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
32	Anhélido	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	206.1
33	Antiguo	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.3	0.3	0.3	0.8
34	Apertura	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	9.3
35	Árabe	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.4	0.6	0.6	3.0
36	Aragón	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	37	14.4	76.9	115.0	1,851.0
37	Aral	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	2.0
38	Arcabuz	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	5.2	10.8	18.3	87.8
39	Arcos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	6.0	8.2	8.8	48.9
40	Arenque	Aguas Territoriales Veracruz y Tamaulipas	Aguas Someras	Aceite y Gas	28	43.7	62.8	62.8	1,358.9
41	Aris	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.4
42	Arquimia	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	10.7
43	Arrecife Medio	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	2.8
44	Arroyo Blanco	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	17.9
45	Arroyo Prieto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31.6	2.1	2.4	2.7	31.6
46	Arroyo Viejo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	25	0.0	0.0	0.0	1.7
47	Arroyo Zanapa	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41	0.4	0.4	0.4	73.3
48	Artesa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	27.5	0.3	0.3	0.3	176.5
49	Artimón	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.5	2.7	4.5	5.3
50	Atajo	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
51	Atlapexco	Hidalgo	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.2
52	Atún	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	40	4.9	9.5	14.2	390.9
53	Aventurero	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
54	Axón	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.3
55	Ayapa	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	30	0.8	0.8	0.8	22.1
56	Ayatsil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	10	1,172.8	1,378.0	1,596.9	5,004.3
57	Ayín	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	23.5	28.5	96.9	218.0	773.7
58	Ayocote	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34.5	3.2	3.2	3.2	32.3
59	Azabache	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
60	Azor	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.2	0.2	0.2	3.0
61	Azúcar	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.6
62	Bacab	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	16	7.0	56.3	75.1	738.1
63	Bacal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	34	0.8	0.8	0.8	146.3

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
64	Bagre	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	36	6.3	24.1	24.1	187.2
65	Baksha	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	9	0.0	42.6	42.6	461.4
66	Balam	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	19	196.4	296.3	319.8	1,005.3
67	Barajas	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
68	Barcodón	Tamaulipas	Terrestre	Aceite	16.6	3.4	5.5	10.6	356.3
69	Barrilete	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.8	1.1	2.6
70	Barunda	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.7
71	Batab	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	33	6.2	6.2	6.2	254.9
72	Bato	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.8
73	Batsil	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	19	7.3	26.9	79.9	346.4
74	Bayo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.6	0.9	0.9	4.4
75	Bedel	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23.7	13.4	13.4	13.4	231.0
76	Bejuco	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	24	0.0	0.0	0.0	1.6
77	Bellota	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40	20.2	20.2	24.1	531.4
78	Bitzal	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.5	1.2	1.2	2.7
79	Blanquita	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
80	Blasillo	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35	9.3	9.4	9.4	249.5
81	Boca de Lima	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	14	0.0	0.0	0.0	2.2
82	Boca del Toro	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	0.5
83	Bocaxa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.5	0.9	1.8
84	Bolontikú	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	35	10.8	10.8	10.8	431.6
85	Bonanza	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.1	0.1	0.2	3.2
86	Brasil	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	27.1
87	Bricol	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	37.5	4.8	8.0	14.7	506.7
88	Brillante	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	36	1.5	1.5	1.5	33.0
89	Buena Suerte	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	12.4
90	Bugambilia	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	42	0.0	0.0	0.0	0.6
91	Caan	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	37	1.3	1.3	1.3	772.5
92	Caballero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
93	Cabellal	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	18	0.0	0.0	0.0	0.3
94	Cabeza	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.4	2.3	5.1	12.8
95	Cabo Nuevo	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	15	0.0	0.0	0.0	27.7

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
96	Cabo Rojo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	18	0.0	0.0	0.0	0.3
97	Cacahuatengo	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	42	1.9	26.1	74.9	2,113.9
98	Cacahuatengo PR	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	23	0.0	0.0	0.0	2.1
99	Cacalilao	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	12	14.1	18.3	20.3	5,857.6
100	Cachas	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
101	Cacho López	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	14.1
102	Cactus	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35	7.2	9.8	9.8	1,010.8
103	Cadena	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
104	Cahua	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	53	0.0	40.6	40.6	120.5
105	Calabaza	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	2.2	2.2	2.2	7.7
106	Calli	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	9.6	13.3	15.2	19.0
107	Camaitlán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.3
108	Camargo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
109	Candelaria	Hidalgo	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.0
110	Candelilla Noralta	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.4
111	Cangrejo	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	22	0.0	0.0	0.0	0.3
112	Cantemoc	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	2.1	2.1	7.4
113	Cañón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	11.3	2.2	2.6	3.5	35.5
114	Cañón Oriental	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
115	Caparroso-Pijje-Escuintle	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	42	14.7	14.7	14.7	1,003.8
116	Capitán	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
117	Caravana	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
118	Cárdenas	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40	29.0	32.9	32.9	1,143.6
119	Cardo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40	0.0	0.0	0.0	23.9
120	Cardona	Hidalgo	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.0
121	Caristay	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	17	0.0	0.0	0.0	0.5
122	Carmito	Chiapas	Terrestre	Gas	39	0.6	0.6	0.6	81.9
123	Caronte	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
124	Carpa	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	32	2.5	2.5	2.5	73.3
125	Carretas	Nuevo León	Terrestre	Gas	0	0.6	3.4	4.9	12.0
126	Carretón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.5
127	Carrizo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	15.5	0.0	0.0	53.0	304.2
128	Casa Roja	Coahuila	Terrestre NC	Gas	-	0.6	1.5	1.5	3.7

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
129	Castarrical	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34	4.5	18.5	28.8	121.2
130	Castell	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
131	Castillo de Teayo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	15.5
132	Catarrín	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
133	Catedral	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	57.3	6.2	9.5	9.5	95.5
134	Cauchy	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	6.7	6.7	6.7	17.1
135	Caudaloso	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.5	1.5	6.0
136	Céfiro	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	4.7	23.8	71.6	130.6
137	Cehualaca	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.2
138	Centurión	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	30	0.0	0.0	0.0	0.8
139	Cerro del Carbón	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	28	0.4	1.0	1.3	45.0
140	Cerro Nanchital	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	35	0.3	0.3	0.3	47.9
141	Cerro Viejo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	22	0.5	0.7	1.1	68.9
142	Cervelo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	1.6
143	Chac	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.5	4.2	4.2	9.2	423.9
144	Chancarro	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	1.0	1.0	1.0	4.8
145	Chapabil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	10	0.0	0.0	142.5	1,065.2
146	Chapul	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	3.7	4.6	6.0	9.5
147	Ché	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	57	3.6	3.6	3.6	45.5
148	Cheek	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	31	7.4	21.0	37.6	124.3
149	Chiapas-Copanó	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Gas	44	3.2	3.2	3.2	333.5
150	Chichimantla	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.2	0.4	0.6	11.4
151	Chiconcoa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	17	0.0	0.0	0.0	0.6
152	Chicontepec	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	0.3
153	Chilapilla	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.6	1.3	1.3	15.8
154	Chimolar	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.2
155	China	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.6
156	Chinchorro	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32	15.4	16.0	16.0	268.6
157	Chintul	Chiapas	Terrestre	Gas	37	0.0	5.4	12.8	24.9
158	Chipilín	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41	0.7	0.7	0.7	71.0
159	Chirimoyo	Chiapas	Terrestre	Gas	52	0.0	0.0	0.0	44.4
160	Chocol	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite	37.9	4.6	6.2	6.5	146.4

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
161	Chuc	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	30.7	7.3	7.3	7.3	1,495.7
162	Chucula	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	73.2
163	Chuhuk	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	39	0.8	0.8	0.8	66.5
164	Chukua	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	-	0.0	0.0	0.0	34.3
165	Cibix	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	23.7	17.7	20.2	20.2	136.0
166	Cinco Presidentes	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	30.3	12.6	16.1	22.0	850.9
167	Citam	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	30	2.3	2.3	32.8	97.3
168	CNH-M5-MIQUETLA/2018	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite	35	22.6	185.2	300.8	-
169	Coapa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
170	Coapechaca	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26	45.5	125.0	162.3	1,070.2
171	Coapechaca PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.2
172	Cobo	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.8	1.4	1.4	17.7
173	Cobra	Tabasco	Terrestre	Gas	42	0.0	8.0	8.0	58.8
174	Cocuite	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	25.5
175	Comitas	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	4.3	7.0	9.2	24.3
176	Comoapa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	34	2.6	2.6	2.6	157.2
177	Concepción	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	45.5
178	Conquistador	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	4.3
179	Copal	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	22	0.3	0.5	0.8	7.1
180	Cópite	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	18.3	1.0	1.0	1.0	27.2
181	Corcovado	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	12	11.6	13.0	13.2	930.0
182	Corindón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	4.1	5.3	6.4	22.6
183	Corralillo	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26	94.3	311.4	462.6	1,813.0
184	Corzos	Tamaulipas	Terrestre	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.1
185	Costero	Tabasco	Terrestre	Gas	44	20.0	23.9	23.9	124.7
186	Cougar	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.8
187	Coyol	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	33	13.1	106.6	310.0	4,121.2
188	Coyotes	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	31	27.4	153.9	196.0	1,611.4
189	Coyula	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	26	18.2	61.0	82.3	947.7
190	Coyula PR	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	42	0.0	0.0	0.0	0.3
191	Cráter	Tabasco	Terrestre	Gas	43	0.1	0.1	0.1	37.5
192	Crisol	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	15	0.0	0.0	0.0	0.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
193	Cuatajapa	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41	0.0	0.0	0.0	1.1
194	Cuatro Milpas	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.2	2.0	2.6	8.8
195	Cucaña	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.8	1.5	1.6	5.0
196	Cuervito	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	11.0	17.8	21.3	64.0
197	Cuichapa-Poniente	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite	22.3	8.6	12.3	12.3	421.7
198	Cuitláhuac	Tamaulipas	Terrestre	Gas	25	22.8	36.3	43.6	95.5
199	Culebra	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	4.2	4.7	5.7	74.7
200	Cunduacán	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38	10.7	10.7	10.7	1,467.0
201	Cuneta	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
202	Cupache	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	36	0.3	1.2	1.2	6.2
203	Cúpula	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.1	1.4	4.6	7.3
204	Dandl	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
205	Divisadero	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
206	Doctor	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
207	Doctor Coss	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
208	Dragón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.2	0.5	6.4
209	Dulce	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	3.1
210	Ébano Chapacao	San Luis Potosí-Tamaulipas-Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12	54.0	59.4	61.5	3,010.5
211	Eclipse	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.4	0.5	1.2
212	Edén-Jolote	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.6	14.1	21.5	27.3	580.0
213	Ek	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.5	95.6	164.0	164.0	859.7
214	El Burro	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	75.7
215	El Golpe	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35	5.0	5.0	5.0	239.2
216	El Plan	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	36	0.0	0.0	0.0	237.3
217	El Tigre	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	0.3
218	Eltreinta	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23.3	22.5	32.1	34.7	211.1
219	Emú	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.9	0.9	0.9	3.8
220	Enispe	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
221	Enlace	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	18.8
222	Esah	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	29	18.1	18.1	18.1	101.5
223	Escarbado	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	44	0.8	0.8	0.8	66.7
224	Escobal	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	24	22.1	69.0	88.7	1,407.9

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
225	Escualo	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	36	0.0	0.0	0.0	5.7
226	Espejo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.0
227	Estanzuela	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.0	0.0	0.0	0.0
228	Etkal	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	53	40.4	40.4	40.4	77.9
229	Explorador	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.1	0.1	0.3
230	Ezequiel Ordóñez	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.5	0.5	0.5	120.7
231	Faja	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	0	0.0	0.0	0.0	0.0
232	Faraón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
233	Fénix	Tabasco	Terrestre	Gas	44	2.0	2.0	2.0	64.8
234	Filadelfia	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.2	0.2	0.2	2.2
235	Fillisola	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23	0.0	0.0	0.0	35.7
236	Florida	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
237	Forastero	Coahuila	Terrestre	Gas	-	1.4	1.4	1.4	10.8
238	Forcado	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	2.3	3.9	5.8
239	Fotón	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
240	Frijolillo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	25.5	0.0	0.0	0.0	0.4
241	Fronterizo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	2.8	4.0	4.4	12.9
242	Fundador	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	4.0	5.1	5.4	62.5
243	Furbero	Puebla - Veracruz	Terrestre NC	Aceite y Gas	22	25.6	60.0	157.3	5,027.3
244	Furbero PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	0.2
245	Gallá	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.1	0.1	1.9
246	Gallo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	31	7.7	101.3	128.8	816.1
247	Gallo PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	19	0.0	0.0	0.0	0.1
248	Garufa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.9	2.5	3.2	2.6
249	Gasífero	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	14.5	27.1	27.1	27.1	121.8
250	Gato	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.9
251	Gaucho	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	29.3	0.4	1.5	1.5	54.3
252	Geminis	Tamaulipas	Terrestre	Gas	0	1.5	1.8	1.8	16.0
253	General	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.5
254	Gigante	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.1
255	Giraldas	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Gas	44	28.7	28.7	28.7	444.4
256	Gomeño	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
257	Gran Morelos	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	28	0.0	0.0	0.1	38.4
258	Grande	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.2	0.2	0.2	4.5
259	Guadalupe	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	30.3	0.0	0.0	0.0	8.0
260	Guaricho	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	36	4.7	5.2	5.2	75.0
261	Gubicha	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	1.7
262	Gurumal	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
263	Gusano	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	0.0
264	Hallazgo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	28	0.1	0.1	0.8	176.0
265	Hayabil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	46	0.0	0.0	0.0	8.1
266	Hechicera	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
267	Hidalgo	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	7.4
268	Higuerón	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	0.2
269	Hok	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite	26.1	0.0	38.7	47.2	230.4
270	Hokchi	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	0	126.6	186.3	186.7	443.5
271	Homol	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	41	27.4	51.2	51.2	346.0
272	Horcón	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.1	0.1	0.1	7.6
273	Horcones	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	30	8.4	67.4	158.4	1,291.5
274	Hormiguero	Tabasco	Terrestre	Gas	-	1.2	2.7	2.7	65.6
275	Huatempo	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
276	Huehuetepic	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	30	0.1	0.1	0.1	6.0
277	Huerta	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
278	Huizache	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	2.0
279	Huizotate	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	26	0.0	0.0	0.0	2.3
280	Humapa	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	26	26.0	184.7	331.8	4,737.8
281	Ichalkil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	0	145.2	582.6	844.1	1,852.4
282	Ignacio Allende	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	0.3
283	Indígena	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
284	Integral	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	1.3	1.6	2.0
285	Irena	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
286	Íride	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	17.5	31.4	42.0	44.2	1,356.9
287	Iris	Tabasco	Terrestre	Gas	45	1.0	1.0	1.0	26.4
288	Isla de Lobos	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	41	0.0	0.0	0.0	60.5

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
289	Itla	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	61.4
290	Ixachi	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	0	359.9	1,170.3	1,588.1	2,602.8
291	Ixhuatlán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	23.9
292	Ixhuatlán Oriente	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	60.4
293	Ixtal	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	24.5	32.3	47.2	47.2	853.8
294	Ixtoc	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	31	11.9	11.9	11.9	178.2
295	Jabonera	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23	0.0	0.0	0.0	0.9
296	Jacinto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.8	7.1	10.4	24.3	269.7
297	Jade	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
298	Jaf	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
299	Jamaya	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	28	0.0	0.0	0.0	0.3
300	Jaraguay	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	2.4	4.5
301	Jaribú	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
302	Jaujal	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	62.0
303	Jiliapa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	35	0.5	2.3	3.3	99.5
304	Jimbal	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.1	0.1	0.2
305	José Colomo	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32	0.2	2.2	2.2	84.7
306	Juan Felipe	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	18	0.9	1.1	1.4	37.2
307	Jujo-Tecominoacán	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38	102.0	125.1	125.1	3,037.6
308	Jurel	Aguas Territoriales Veracruz y Tamaulipas	Aguas Someras	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	556.1
309	Juspi	Chiapas	Terrestre	Gas	42	0.8	0.8	0.8	47.8
310	Kab	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	36.5	6.7	6.7	6.7	218.3
311	Kabuki	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	6.0
312	Kach	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	13	0.0	64.8	92.9	601.0
313	Kambesah	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	29	24.6	24.6	24.6	203.5
314	Kamelot	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	2.1	2.1	2.1	4.8
315	Kanaab	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	36.5	5.6	5.6	8.9	74.2
316	Kastelán	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	11	0.0	0.0	40.1	629.7
317	Kax	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	38	15.8	15.8	15.8	234.5
318	Kay	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	43	0.0	0.0	2.1	5.0
319	Kayab	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	8	174.7	224.8	889.4	7,110.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
320	Kibo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
321	Kix	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	40	0.0	15.3	73.6	181.6
322	Koban	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	43	17.6	42.8	42.8	85.6
323	Kodiak	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
324	Kosni	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Gas	-	0.0	0.0	0.0	46.9
325	Kriptón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.6	0.6	0.8	8.8
326	Ku	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	20.7	171.7	258.1	349.1	3,327.2
327	Kuil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	37	13.2	13.2	13.2	362.2
328	Kutz	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	22	3.0	3.0	3.0	300.3
329	La Central	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29.5	0.1	0.1	0.1	9.2
330	La Venta	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	171.0
331	Lacamango	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	32	0.5	1.8	2.1	100.3
332	Lacantún	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.0	0.0	0.0	15.9
333	Laguna Alegre	Campeche	Terrestre	Gas	-	2.5	2.5	2.5	4.1
334	Laguna Nueva	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	0.2
335	Lakach	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Profundas	Gas	-	60.2	164.5	164.5	252.1
336	Lampazos	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
337	Lankahuasa	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Gas	-	4.0	4.0	18.1	67.3
338	Lerma	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
339	Limón	San Luis Potosí - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12	3.7	4.3	4.3	434.2
340	Limonaria	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	29	0.0	0.0	0.0	1.2
341	Lizamba	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	1.1	1.1	1.1	30.2
342	Llanura	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
343	Llorón	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
344	Lobina	Aguas Territoriales Veracruz y Tamaulipas	Aguas Someras	Aceite y Gas	22	0.0	0.0	0.0	13.1
345	Lobo	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
346	Lomitas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	25	0.7	0.9	0.9	11.6
347	Los Soldados	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	30	5.5	6.6	10.1	119.4
348	Lum	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	24	18.0	42.1	94.5	702.4
349	Luna-Palapa	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	43.3	0.6	0.6	0.6	203.9
350	Macuille	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.4
351	Macuspana	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.9

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
352	Madera	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.3
353	Maderáceo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
354	Madrefil	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	37	15.3	17.8	39.2	335.2
355	Maestros	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
356	Magallanes-Tucán-Pajonal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33	6.2	21.1	30.7	910.4
357	Makech	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	18	0.0	13.6	29.5	146.1
358	Maloob	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	13.7	950.0	950.6	1,119.0	5,935.9
359	Malta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
360	Mandarín	Nuevo León	Terrestre	Gas	0	0.4	0.4	0.4	0.7
361	Manea	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	43	0.0	0.0	0.0	7.2
362	Mangar	Campeche - Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	1.0	1.5	2.6
363	Manik	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	26.5	8.2	8.2	8.2	87.0
364	Manik NW	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite	22	2.5	17.2	47.3	255.3
365	Marabú	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
366	Marqués	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	26	0.0	0.0	0.0	0.0
367	Marsopa	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	35	5.0	10.2	10.2	55.0
368	Master	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	1.4	9.6
369	Mata Pionche	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	13.7	1.1	1.1	1.1	174.4
370	Matamoros	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
371	May	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Gas	45	11.6	11.6	11.6	343.9
372	Mecatepec Norte	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	24	0.0	0.0	0.0	0.4
373	Mecayucan	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	15.3	1.0	1.0	1.0	85.5
374	Mecoacán	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	25	0.0	0.0	0.0	95.7
375	Mejillón	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Gas	40	0.0	0.0	0.0	76.1
376	Men	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Gas	-	0.0	20.1	35.9	51.3
377	Mene	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	8	0.0	25.4	25.4	211.4
378	Merced	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	15.9
379	Mesa Cerrada	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23	0.4	0.6	1.0	25.6
380	Mesa Chica	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	1.3
381	Miahuapán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	32	4.5	41.3	111.5	1,197.9
382	Minero	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
383	Miquetla	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35	3.1	73.9	122.8	656.7

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
384	Mirador	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.1
385	Miralejos	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	15	0.2	0.2	0.2	20.4
386	Misión	Tamaulipas	Terrestre	Gas	13.5	1.3	1.9	1.9	18.3
387	Misón	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	41	11.9	26.2	36.0	146.5
388	Mixtán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	2.5	2.5	2.5	4.1
389	Miztón	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	0	79.9	202.9	206.9	526.0
390	Mojarreñas	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	1.1	2.2	4.1	17.9
391	Moloacán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite	20	0.0	1.8	1.8	200.9
392	Monclova	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	20.8
393	Monterrey	Tamaulipas	Terrestre	Gas	13.5	0.8	1.0	1.2	41.0
394	Mora	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38	18.9	19.5	19.5	327.4
395	Moral	Coahuila	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
396	Morales	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6
397	Moralillo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.5	0.9	1.2	48.8
398	Morsa	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	35.2
399	Mozutla	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.7	0.8	0.8	26.0
400	Mulach	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite	22.3	12.7	32.0	182.3	572.5
401	Murex	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	4.2	4.5	5.9	11.9
402	Muro	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	17	0.2	0.6	0.6	52.3
403	Muspac	Chiapas	Terrestre	Gas	52	1.7	1.7	1.7	313.2
404	Nab	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	8	0.0	0.0	31.2	414.3
405	Nak	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	42	5.9	38.2	67.9	247.7
406	Namaca	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	24	0.0	0.0	0.0	13.6
407	Narváez	Campeche - Tabasco	Terrestre	Gas	-	2.2	2.2	2.2	18.5
408	Navegante	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	45	0.0	0.0	0.0	410.6
409	Náyade	Aguas Territoriales Veracruz y Tamaulipas	Aguas Someras	Aceite y Gas	34	0.0	0.0	0.0	93.4
410	Nazareth	Chiapas	Terrestre	Gas	57	0.0	0.0	0.0	59.2
411	Nejo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	14	44.7	53.4	59.2	140.3
412	Nelash	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.5	0.2	1.8	1.8	117.2
413	Nicapa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	39	0.9	0.9	0.9	46.4
414	Nilo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.8
415	Níspero	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34	1.5	3.7	3.7	265.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
416	Nohoch	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.5	6.6	6.6	6.6	1,454.4
417	Nopaltepec	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	6.0
418	Novillero	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.6
419	Nueva Colonia	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.0	0.0	0.0	0.4
420	Nuevo Progreso	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	24	0.2	0.3	0.3	37.9
421	Nuevo Teapa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	3.1
422	Nuevos Lirios	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.5	0.5	0.5	2.9
423	Numan	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	8	0.0	0.0	0.0	261.7
424	Numerador	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
425	Nuncio	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	0.5	0.5	71.8
426	Oasis	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.5	0.6	1.0	5.4
427	Obertura	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.4
428	Obsidiana	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
429	Och	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	38	10.2	10.2	38.8	325.9
430	Ocoatepec	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.3	0.9	1.4	68.3
431	Octli	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite	33.8	0.0	28.1	35.5	159.0
432	Ogarrio	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	38	31.3	57.5	81.7	1,490.2
433	Ojillal	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.5	0.5	0.7
434	Omega	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.3
435	Onel	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	24	93.5	119.9	119.9	906.1
436	Ópalo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
437	Oporto	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
438	Orégano	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
439	Orozco	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.9	1.9	5.7
440	Otates	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34	2.8	2.8	2.8	247.0
441	Otoño	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
442	Oveja	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.4	0.4	0.4	2.3
443	Oxiacaque	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29	11.5	11.5	11.5	1,187.6
444	Paché	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40	2.9	2.9	5.1	105.5
445	Pacífico	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	0.3
446	Paje	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
447	Palangre	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35.3	0.8	0.8	2.2	86.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
448	Paleoarcos	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	10.9
449	Palma Sola	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	29.3	0.0	0.0	0.0	4.1
450	Pálmara	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.5	0.5	0.5	5.5
451	Palmito	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	3.2	4.7	6.7	31.9
452	Palmitota Oriente	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23	0.0	0.0	0.0	0.7
453	Palo Blanco	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35	10.3	123.2	164.0	2,312.6
454	Palo Blanco PR	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	1.6
455	Pamorana	Nuevo León	Terrestre	Gas	13.5	2.9	4.4	6.4	16.4
456	Panal	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.6	8.6
457	Pandura	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.6	2.5	2.7	21.7
458	Pánuco	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	12	9.9	12.5	16.8	7,539.3
459	Papán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	2.2	2.2	2.2	8.4
460	Papantla	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	28	0.2	0.2	0.2	62.9
461	Paredón	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	39	14.6	23.9	28.5	739.8
462	Pareto	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	43	6.4	6.4	12.7	259.3
463	Pascualito	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.6	0.6	0.7	5.0
464	Pastoría	Hidalgo - Veracruz	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.1	26.9	138.7	3,347.9
465	Patlache	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.2	0.4	0.4	8.5
466	Patricio	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
467	Pecero	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	36	0.0	0.0	0.0	0.5
468	Peña Blanca	Nuevo León	Terrestre	Gas	0	1.0	2.9	5.4	34.1
469	Perdiz	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20.3	1.2	3.4	4.0	230.1
470	Pesero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.4	0.4	4.0
471	Petrolero	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
472	Plamonte	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
473	Piedra de Cal	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	3.3
474	Piedras	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
475	Pígua	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31	0.0	0.0	0.0	1.7
476	Pinguino	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
477	Pinole	Tamaulipas	Terrestre NC	Aceite y Gas	15	0.0	0.0	0.0	0.2
478	Pinta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	5.8
479	Pirámide	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	17	0.0	0.0	0.0	1.6
480	Pirata	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
481	Pirineo	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.3
482	Pit	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	10	151.2	313.3	461.6	2,911.8
483	Pita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
484	Pitahaya	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	17	0.0	0.0	0.0	0.1
485	Pital y Mozutla	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	31	0.0	0.0	0.0	3.4
486	Placetas	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	3.8
487	Plan de Ayala	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	1.2
488	Planos	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	39	0.0	0.0	0.0	1.6
489	Platanal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	21	6.1	6.7	6.7	108.1
490	Platinado	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	1.4
491	Playuela	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	8.7
492	Pobladores	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
493	Pohp	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	8	0.0	0.0	99.4	1,314.6
494	Pokoch	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite	38.5	47.7	69.0	79.0	170.4
495	Pol	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	31	0.9	0.9	0.9	1,592.9
496	Polvareda	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	8.6
497	Pomela	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
498	Potrero del Llano Horcones	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	19	0.9	0.9	1.5	309.7
499	Poza Rica	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	28.5	31.3	64.6	121.0	3,920.1
500	Presa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	1.6
501	Presidente Alemán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	31	32.6	248.5	360.4	3,347.3
502	Presidente Alemán PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	20	0.2	0.2	0.2	24.0
503	Presita	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.9	2.4
504	Primo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.1	0.2
505	Puente	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	38	0.0	0.0	0.0	5.4
506	Puerto Ceiba	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	22.3	31.2	33.9	33.9	1,239.6
507	Quintal	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.2	0.3
508	Quitrín	Tamaulipas	Terrestre	Gas	0	0.0	0.0	0.0	2.8
509	Rabasa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	24	27.3	27.3	36.5	289.1
510	Rabel	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	5.4
511	Rabón Grande	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	13.6
512	Rafael	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
513	Ramírez	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
514	Rancho Nuevo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	28.5	1.7	5.8	5.8	40.2
515	Rasha	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.3	0.7	0.7	7.7
516	Remolino	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	21	23.0	187.5	434.1	2,037.7
517	Remolino PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.2	0.2	1.9	148.7
518	Remudadero	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	14	0.0	0.0	0.0	0.3
519	René	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
520	Reno	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.4
521	Reynosa	Tamaulipas	Terrestre	Gas	13.5	0.6	0.6	0.6	179.4
522	Riachuelo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	23	0.3	0.3	0.3	4.2
523	Ribereño	Campeche	Terrestre	Gas	49	17.5	30.9	39.2	61.0
524	Rincón Pacheco	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	2.5
525	Río Nuevo	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	29.8	0.4	0.4	0.4	234.8
526	Robulus	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.2	1.8	3.8
527	Rodador	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35	8.1	8.1	13.5	134.1
528	Romarik	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
529	Rosal	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
530	Rosenblú	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
531	Rotalía	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.8	0.8	2.3
532	Sábana Grande	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	29	0.0	13.3	90.7	2,006.0
533	Sabancuy	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	21	0.0	0.0	0.0	5.2
534	Salinas Barco Caracol	Tamaulipas - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	12	0.5	0.7	1.3	72.2
535	Salitrillo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
536	Samaria	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	17.2	84.5	90.0	100.3	3,521.8
537	San Alfonso	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	3.6
538	San Andrés	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27.9	3.2	5.1	21.6	1,286.8
539	San Bernardo	Nuevo León	Terrestre	Gas	0	0.6	1.9	3.7	19.1
540	San Diego Chiconcillo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	11	0.1	0.3	1.1	48.4
541	San Nicolás	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.2
542	San Pablo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.1
543	San Ramón	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31	7.7	7.9	7.9	333.7
544	San Román	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.6

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
545	Santa Águeda	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	16	2.4	2.4	2.4	282.0
546	Santa Ana	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	31	0.4	0.5	0.5	129.3
547	Santa Anita	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	8.7	12.8	16.4	98.3
548	Santa Fe	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
549	Santa Lucía	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	19	0.0	0.0	0.0	14.1
550	Santa Rosa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	26	0.0	0.0	0.0	5.3
551	Santa Rosalía	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	5.8	6.1	6.8	22.3
552	Santander	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.2	0.2	1.1
553	Santiago	Puebla	Terrestre	Aceite y Gas	24.7	0.0	0.0	0.0	8.6
554	Santuario	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32	20.3	20.3	20.3	161.4
555	Santuario NE	Tabasco	Terrestre	Aceite	35	68.4	68.4	68.4	585.9
556	Saramako	Tabasco	Terrestre	Gas	48	0.0	0.0	0.0	11.6
557	Sarlat	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	4.4
558	Sen	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	42	16.3	16.3	16.3	1,002.8
559	Shishito	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	35	1.2	1.2	1.5	58.3
560	Siamés	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	1.4
561	Sierrita	Nuevo León	Terrestre	Gas	31	0.0	0.0	0.0	0.4
562	Sigma	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.9	0.9	1.1	5.8
563	Sihil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	23.3	37.6	67.5	79.4	1,539.7
564	Silozúchil	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	37	0.0	0.0	0.0	0.4
565	Simbad	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
566	Sinán	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	31.5	1.9	1.9	48.3	985.7
567	Sini	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41	17.6	25.7	32.0	122.0
568	Sitio	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	39	0.0	3.9	68.0	2,418.6
569	Sitio Grande	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	34	0.3	0.3	0.3	1,026.9
570	Socavón	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
571	Soledad	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	36	22.2	92.1	106.1	995.5
572	Soledad Norte	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	32	11.7	12.6	12.6	304.2
573	Soledad PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	43.2
574	Solis Tierra Amarilla	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	18	0.7	0.7	1.0	77.8
575	Sotol	Tamaulipas	Terrestre NC	Aceite y Gas	18	0.0	0.0	0.0	1.0
576	Sultán	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.7	10.5

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
577	Sunuapa	Chiapas	Terrestre	Aceite y Gas	35.9	13.0	14.9	14.9	562.8
578	Sur Chinampa Norte de Amatlán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	3.2	3.9	4.5	560.2
579	Sur de Amatlán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	19	1.1	1.2	1.6	359.4
580	Surco	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
581	Suuk	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite	33	34.0	66.1	225.0	940.4
582	Tabascoob	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Gas	-	0.0	0.0	0.0	37.2
583	Tacuilolapa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	30	0.0	0.0	0.0	19.8
584	Tajín	Puebla - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27	81.1	229.2	297.6	1,998.7
585	Tajín PR	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	34	0.0	0.0	0.0	0.8
586	Takín	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	16	17.3	17.3	17.3	111.9
587	Talismán	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
588	Talud	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.2	0.2	0.2	1.1
589	Tamaulipas Constituciones	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	17.3	67.3	95.1	118.1	2,516.9
590	Tametute	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	32	0.0	0.0	0.0	0.3
591	Tamiahua	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	26	0.0	0.0	0.0	8.4
592	Tampamolón	San Luis Potosí	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
593	Tangram	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	1.1	1.1	1.1	230.8
594	Tapijulapa	Tabasco	Terrestre	Gas	38	0.0	0.0	0.0	2.2
595	Taratunich	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	30.5	8.8	17.0	17.0	852.2
596	Teca	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	34	11.0	31.2	42.9	211.5
597	Tecoalli	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	0	5.4	18.2	26.7	76.0
598	Tecoco	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
599	Tecuma	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
600	Teekit	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	25	0.0	12.1	12.1	65.4
601	Teekit Profundo	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	0	3.1	21.5	49.4	180.1
602	Tejada	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	24.0
603	Tekel	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	10	60.8	202.7	259.8	755.1
604	Temapache	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	18	0.4	0.4	0.4	16.3
605	Tenexcuila	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	29	0.0	8.5	54.5	1,147.3
606	Teotleco	Chiapas - Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	46.4	63.5	79.1	79.1	474.5
607	Tepetate Norte Chinampa	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	23	0.7	1.3	3.2	431.1
608	Tepetitán	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.3	0.3	0.3	8.3

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
609	Tepeyil	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	40.7	0.0	0.0	5.3	191.3
610	Tepozán	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.4	1.0	1.7	2.6
611	Tequis	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
612	Terra	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41	17.2	17.2	17.2	201.3
613	Terregal	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	2.1
614	Tetl	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	36	9.4	14.8	21.2	198.4
615	Tiburón	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	66.7
616	Tierra Blanca Chapopote Nuñez	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	18	1.4	1.4	3.7	273.3
617	Tierra Colorada	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.0	0.0	0.0	0.0
618	Tigrillo	Nuevo León	Terrestre	Gas	18.3	0.7	0.7	1.1	11.3
619	Tihuatlán	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	19	0.0	0.0	0.0	3.3
620	Tijerina	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
621	Tilapia	Tamaulipas	Terrestre	Aceite y Gas	30	0.0	0.0	0.0	37.7
622	Tilingo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	3.2
623	Tinta	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	1.2
624	Tintal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	22	6.8	12.0	16.0	344.3
625	Tintorera	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	33	0.0	0.0	0.0	0.8
626	Tiumut	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	41.5	0.4	0.4	0.4	3.4
627	Tizón	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	47.7	29.8	41.1	41.1	208.7
628	Tlacame	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	21	0.0	33.8	62.2	329.7
629	Tlacolula	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre NC	Aceite y Gas	31	0.0	16.3	128.9	2,697.6
630	Tokal	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	36	5.2	6.7	8.8	61.0
631	Toloc	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	21	0.0	11.6	11.6	70.2
632	Tonalá	Tabasco - Veracruz	Terrestre	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	99.5
633	Topila	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	12	0.3	0.6	0.6	581.5
634	Topo	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	2.0	2.3	2.7	12.5
635	Tordo	Tamaulipas	Terrestre NC	Aceite y Gas	18	0.0	0.0	0.0	0.2
636	Torreallas	Tamaulipas	Terrestre	Gas	29.5	2.1	2.4	2.6	25.6
637	Toteco Cerro Azul	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	19	4.3	4.4	4.9	973.0
638	Totonaca	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.4
639	Trapiche	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	1.0	1.3	2.4	5.4
640	Tres Hermanos	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	27	4.0	5.5	5.5	367.9
641	Trilobite	Coahuila	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1



No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
642	Troje	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.0
643	Trompo	Campeche	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	1.6	4.3
644	Troncón	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	2.5
645	Tsimín	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	42	19.1	19.1	19.1	330.0
646	Tson	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	8	0.0	0.0	76.0	1,135.3
647	Tumut	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	35	0.0	0.0	0.0	148.9
648	Tupilco	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	31.7	12.6	17.2	22.5	206.3
649	Uchbal	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	22	0.0	15.7	26.1	142.4
650	Uech	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	34.5	8.7	8.7	8.7	177.8
651	Usumacinta	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.7	0.7	0.7	41.0
652	Után	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Gas	-	0.0	0.0	11.1	15.9
653	Utsil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	9	41.8	145.9	225.3	855.3
654	Vacas	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.2	0.5	1.5	2.5
655	Vagabundo	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.1	0.1	0.1
656	Valadeces	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.2
657	Valioso	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.9
658	Vara Alta	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	13	0.0	0.2	0.2	2.1
659	Veinte	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.7
660	Velero	Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	6.1	6.8	7.3	32.1
661	Verano	Nuevo León	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
662	Viboritas	Nuevo León - Tamaulipas	Terrestre	Gas	-	0.3	0.6	1.0	14.0
663	Viernes	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.5
664	Vigía	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.2	0.9
665	Vigilante	Tamaulipas	Terrestre NC	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.8
666	Vinik	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	58	7.0	20.5	39.2	51.6
667	Vistoso	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Gas	-	0.2	0.2	0.8	5.7
668	Wayil	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	44	11.2	13.1	18.8	98.6
669	Xanab	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	33	40.6	44.7	81.1	946.3
670	Xicalango	Campeche	Terrestre	Gas	-	0.8	0.8	0.8	5.1
671	Xikin	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	39	86.2	171.9	171.9	649.4
672	Xocotla	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	16	0.1	0.1	0.1	2.6
673	Xux	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	39.5	44.2	60.8	60.8	322.8

No.	Campo	Entidad Federativa	Clasificación	Tipo de fluido	*API	Reserva Remanente 1P (MMbpce)	Reserva Remanente 2P (MMbpce)	Reserva Remanente 3P (MMbpce)	Volumen Original Remanente (MMbpce)
674	Yagual	Tabasco	Terrestre	Aceite y Gas	33.7	5.1	5.6	5.6	178.4
675	Yaxché	Aguas Territoriales Tabasco	Aguas Someras	Aceite y Gas	35.7	71.1	100.8	351.7	1,231.5
676	Yetic	Aguas Territoriales Veracruz	Aguas Someras	Aceite y Gas	27	0.0	0.0	0.0	10.5
677	Zaap	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	19.7	442.7	458.3	481.3	3,882.0
678	Zacamixtle	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	20	0.3	0.3	0.3	47.2
679	Zacate	Nuevo León	Terrestre	Gas	-	0.2	1.0	1.0	13.8
680	Zapotallillo	Veracruz de Ignacio de la Llave	Terrestre	Aceite y Gas	31	0.0	0.0	0.0	4.9
681	Zaragoza	Tabasco	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.6	1.0
682	Zazil-Ha	Aguas Territoriales Campeche	Aguas Someras	Aceite y Gas	9	0.0	0.0	18.9	269.4
683	Zorro	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.1	0.1	0.1	0.2
684	Zuloaga	Coahuila	Terrestre	Gas	-	0.0	0.0	0.0	0.1
685	R01L03	-	Terrestre	-	-	8.3	30.4	39.1	-
686	R02L02	-	Terrestre	-	-	4.1	10.6	12.2	-
687	R02L03	-	Terrestre	-	-	0.0	1.1	4.8	-



ANEXO 2 ÁREAS DEL PLAN QUINQUENAL

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Exploración y Extracción			27	12,639.0	318.7	155,222.0
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
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

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



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

Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
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	123.3	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
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



Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km 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	156.5
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-31	0	19.0	0.0	116.6
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste-Chiapas	TC-CSC-32	0	21.8	0.0	312.1
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
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



Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-09	1	7.7	0.3	179.2
Terrestre Convencional	Sabinas-Burgos	TC-SB-12	1	3.7	4.5	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
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	149.0
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-08	0	8.8	0.0	204.5
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-G1	1	11.8	0.3	413.8
Terrestre Convencional	Veracruz	TC-V-G2	0	0.8	0.0	278.0
Extracción			4	5.6	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



Clasificación	Sector	Bloque	No. Campos	Recurso Prospectivo Convencional (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)
Aguas Profundas	Cuenca Salina	AP2004	1	2.5	112.2	58.8
Total general			31	12,644.6	818.9	155,321.9



ANEXO 3 MAPAS DEL INVENTARIO DE ÁREAS CON INFORMACIÓN SÍSMICA E INFRAESTRUCTURA

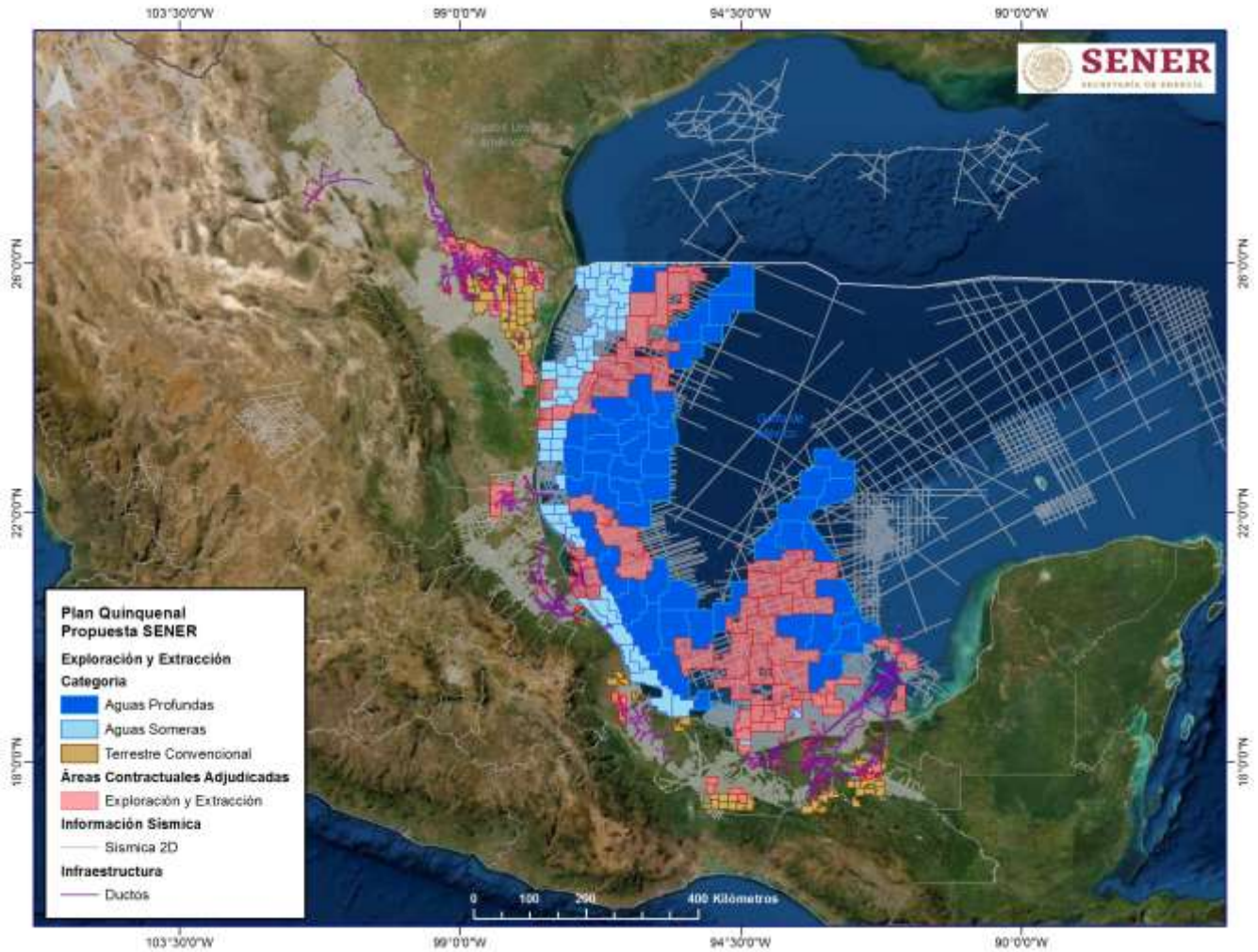


Figura 29. Áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos



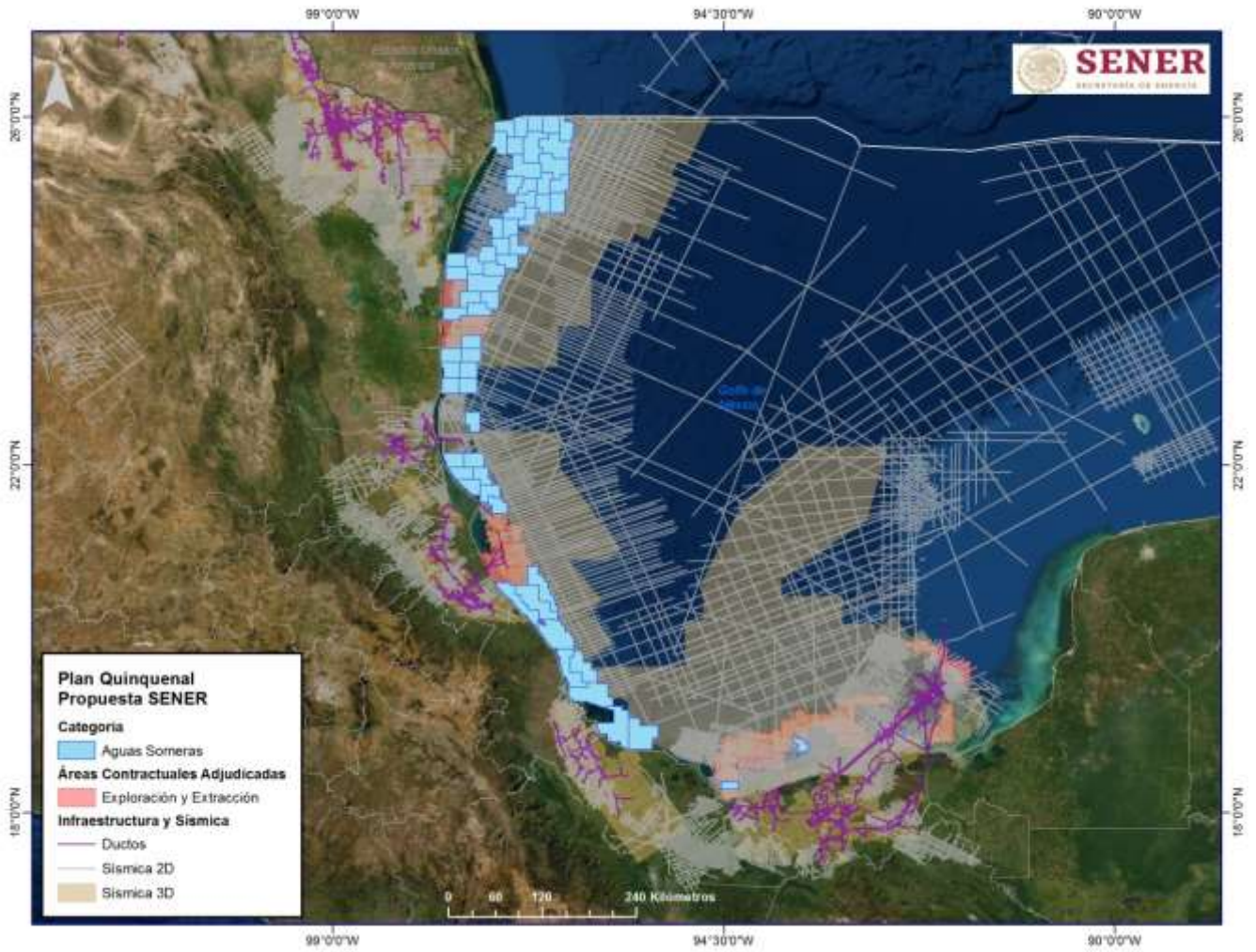


Figura 30. Áreas para la exploración y extracción en aguas someras



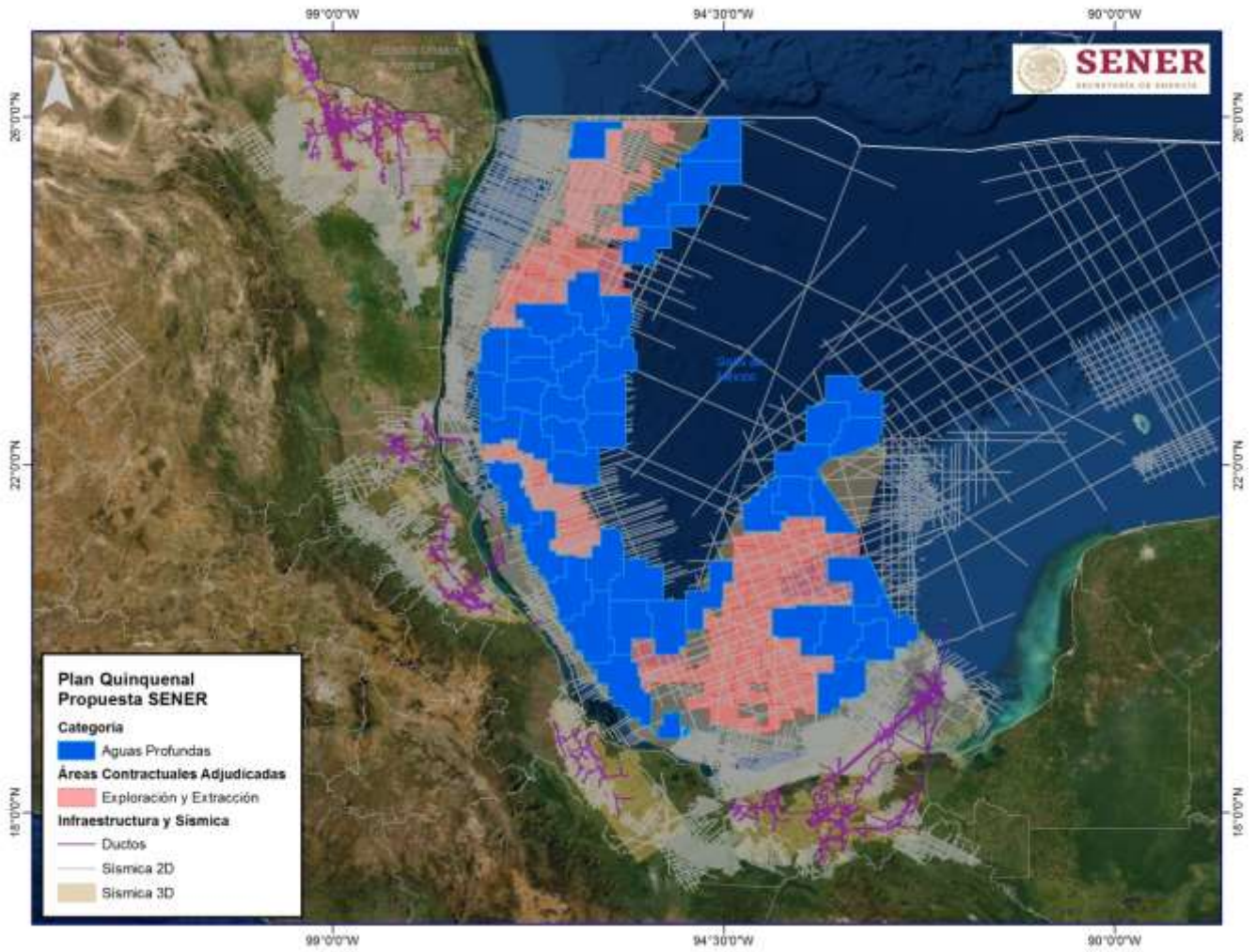


Figura 31. Áreas para la exploración y extracción en aguas profundas.



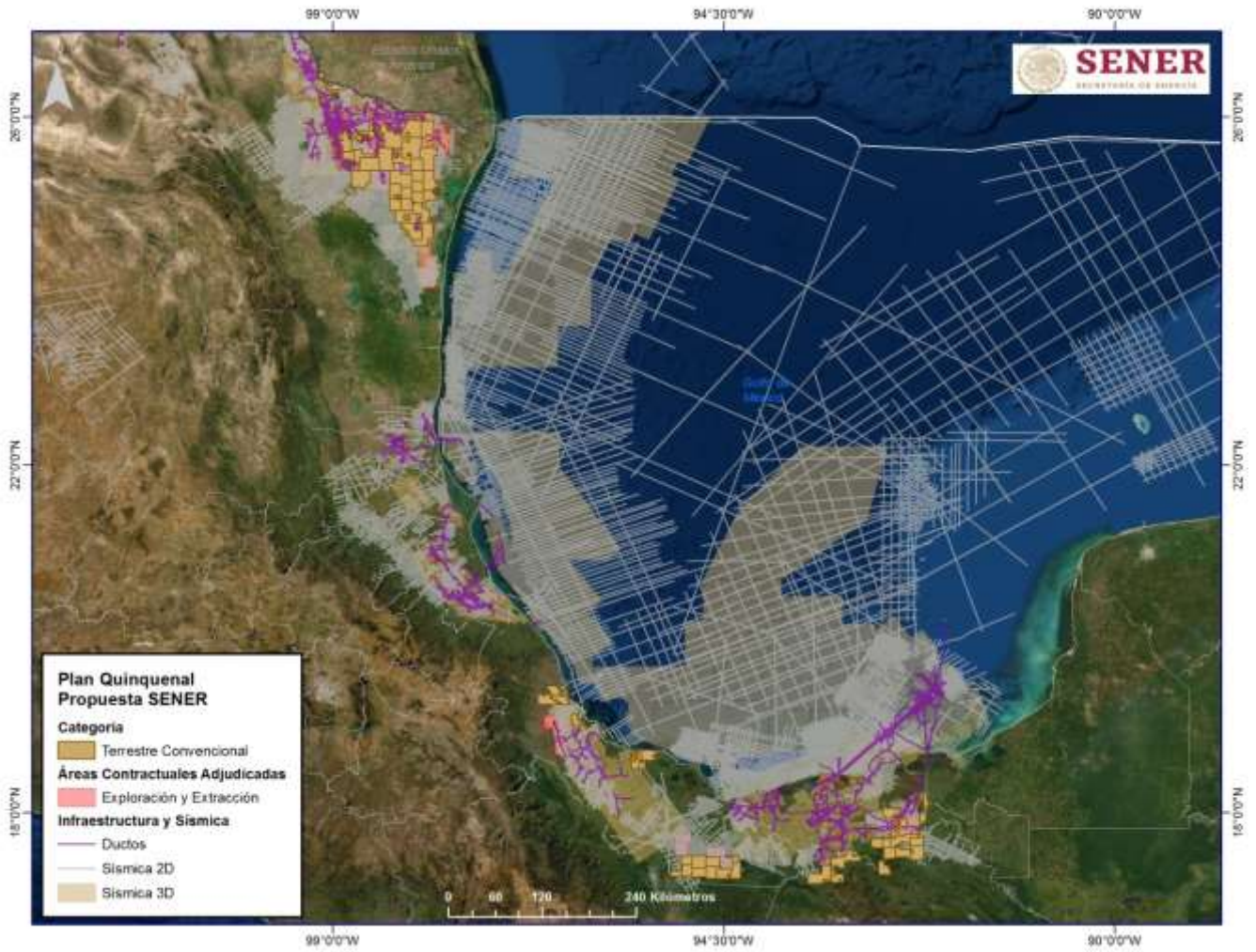


Figura 32. Áreas para la exploración y extracción terrestre convencional.



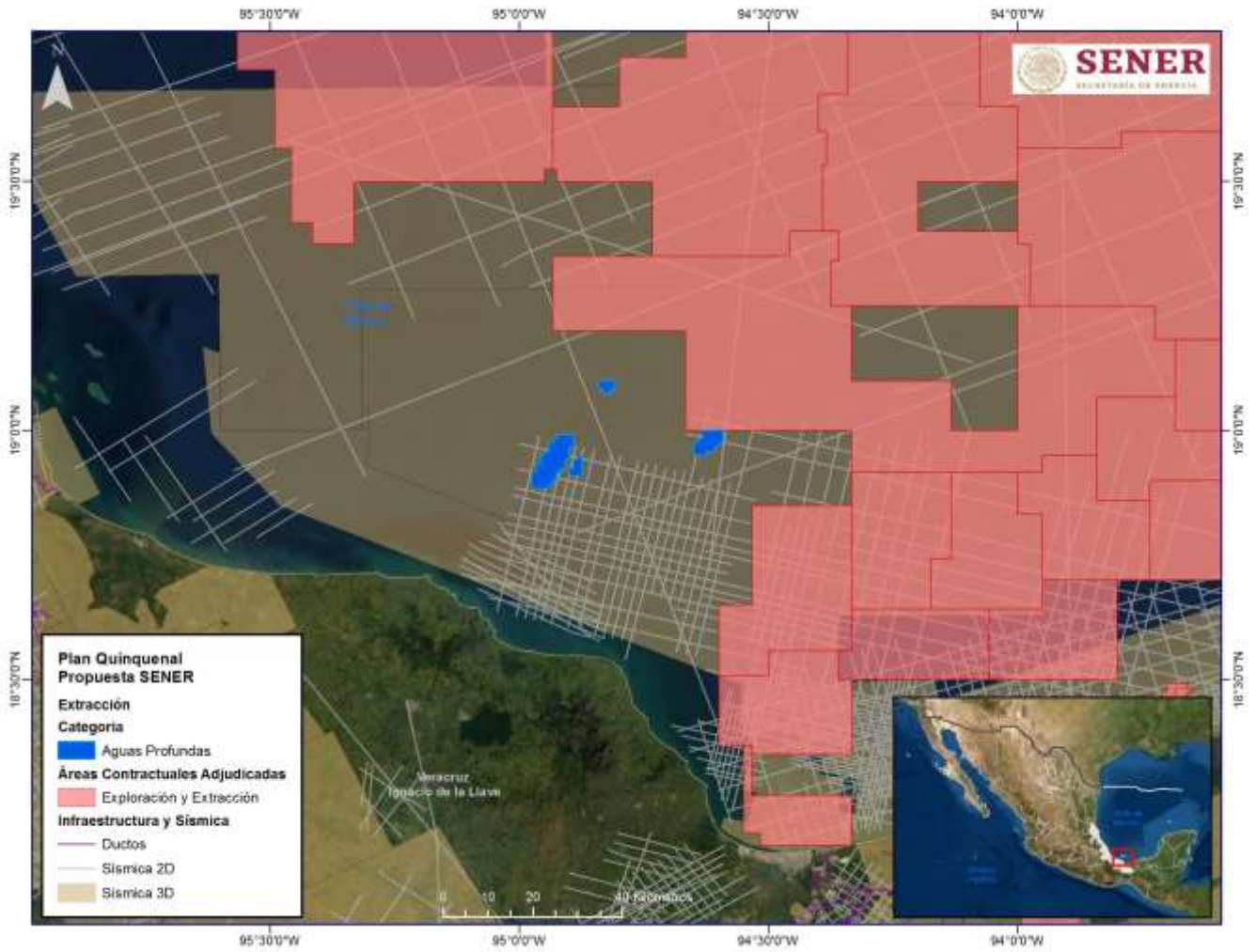


Figura 33. Áreas para la extracción en aguas profundas.



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

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