



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Renuncias totales y su impacto en el sector energético mexicano

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Alan Uriel Moreno Ocampo

DIRECTORA DE TESIS

Mtra. Ernestina Pombo Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026

ÍNDICE

ÍNDICE	2
RESUMEN	5
ABSTRACT	7
OBJETIVO	9
INTRODUCCIÓN	10
CAPÍTULO 1. CONTEXTO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO	13
1.1. LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013	15
1.1.1. MODIFICACIONES CONSTITUCIONALES Y LEGALES	16
1.1.2. ANTECEDENTES DE LA REFORMA	17
1.1.3. IMPACTO ESPERADO DE LA REFORMA EN EL SECTOR ENERGÉTICO	18
1.1.4. ENTIDADES REGULATORIAS (2013)	20
1.1.4.1. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH)	22
1.1.4.2. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE)	22
1.1.4.3. AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE (ASEA)	23
1.2. LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2024: ALCANCE Y MODIFICACIONES	26
1.2.1. ENTIDADES REGULATORIAS (2024)	27
1.2.1.1. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)	27
CAPÍTULO 2. EL MARCO REGULATORIO DE LOS CONTRATOS PETROLEROS	29
2.1. LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013: OBJETIVOS Y EXPECTATIVAS	29
2.2. TIPOS DE CONTRATOS PETROLEROS	31
2.3. PRINCIPALES DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES A LOS CONTRATOS	34
2.3.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS	34
2.3.2. LEY DE HIDROCARBUROS	36
2.3.3. LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS	37
2.3.4. REGULACIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS	37
2.3.5. LEY DE LA AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE (ASEA)	38
2.4. DEFINICIÓN Y ALCANCE DE LAS RENUNCIAS TOTALES EN CONTRATOS PETROLEROS	39
2.4.1. ¿QUÉ ES LA RENUNCIA TOTAL A UN CONTRATO PETROLERO?	40
2.4.2. MOTIVOS Y POSIBLES CAUSAS DE LAS RENUNCIAS	43

<i>CAPÍTULO 3. IMPACTO DE LAS RENUNCIAS TOTALES</i>	45
3.1. CONDICIONES ECONÓMICAS GLOBALES Y EL PRECIO DEL PETRÓLEO	45
3.2. RETOS GEOLÓGICOS Y TECNOLÓGICOS EN LAS ÁREAS ASIGNADAS	48
3.3. MARCO FISCAL Y CONDICIONES CONTRACTUALES	51
3.4. UN MODELO CONTRACTUAL POCO FAVORABLE	53
3.5. DESVENTAJA GEOLÓGICA Y OPERATIVA	62
3.6. ENTORNO POLÍTICO INCIERTO	73
<i>CAPÍTULO 4. ANÁLISIS, CASOS PRÁCTICOS Y PERSPECTIVAS FUTURAS</i>	75
4.1. CASOS DE RENUNCIAS TOTALES DESDE LA REFORMA DE 2013	75
<i>4.2. EL FUTURO DEL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO</i>	78
4.3. RECOMENDACIONES PARA MEJORAR EL MARCO REGULATORIO Y EVITAR RENUNCIAS	80
4.4. OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LA ATRACCIÓN DE INVERSIÓN Y DESARROLLO EN NUEVOS PROYECTOS.	81
<i>CAPÍTULO 5. PANORAMA INTERNACIONAL</i>	82
5.1. COLOMBIA: INCERTIDUMBRE POLÍTICA, IMPUESTOS ELEVADOS E INSEGURIDAD	82
5.2. BRASIL: MODELO FLEXIBLE Y CAPTACIÓN DE INVERSIONES	87
5.3. REINO UNIDO: CAMPOS MADUROS Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	91
5.4. COMPARACIÓN: COLOMBIA, BRASIL, REINO UNIDO Y MÉXICO.	95
<i>CONCLUSIONES</i>	99
RECOMENDACIONES AL SECTOR PÚBLICO	101
RECOMENDACIONES AL SECTOR PRIVADO	102
<i>FUENTES DE CONSULTA</i>	103

FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

<i>Figura 1.1 Producción de Petróleo de 1995 - 2024</i>	17
<i>Figura 1.2 Regulación de la Cadena de Valor de Hidrocarburos</i>	24
<i>Figura 1.3 Reforma Energética de 2013 - Marco normativo jerarquizado</i>	25
<i>Figura 1.4 Reforma Energética de 2024 - Marco normativo jerarquizado</i>	28
<i>Figura 2.1 Tipos de Contratos</i>	32
<i>Figura 2.2 Procedimiento para renunciar o devolver un área</i>	43
<i>Figura 3.1 Evolución Histórica de los precios del petróleo USD x Barril (WTI, BRENT, DUB, Mezcla Mexicana)</i>	46
<i>Figura 3.2 Comparación de la recaudación entre los contratos vigentes y los contratos renunciados</i>	61
<i>Figura 3.3 Mapa con bloques vigentes y renunciados</i>	71
<i>Figura 3.4 Mapa que muestra las zonas con recurso</i>	72
<i>Figura 5.1 Mapa del sector energético de Colombia</i>	86
<i>Figura 5.2 Mapa con bloques de exploración y producción devueltos</i>	90
<i>Figura 5.3 Mapa de los contratos renunciados de Reino Unido</i>	94
<i>Figura 5.4 Comparación internacional de la producción de aceite (miles de barriles diarios)</i>	95

TABLAS

<i>Tabla 1.1 Principales instituciones encargadas de la regulación en materia energética</i>	21
<i>Tabla 2.1 Tipos de contratos y sus características</i>	33
<i>Tabla 2.2 Posibles causas de las renunciaciones</i>	44
<i>Tabla 3.1 Generalidades de los contratos renunciados</i>	49
<i>Tabla 3.2 Generalidades de los contratos renunciados</i>	50
<i>Tabla 3.3 Tipos de contratos implementados en México</i>	52
<i>Tabla 3.4 Recaudación por contrato renunciado</i>	54
<i>Tabla 3.5 Recaudación por contrato renunciado</i>	55
<i>Tabla 3.6 Recaudación por contrato vigente</i>	57
<i>Tabla 3.7 Recaudación por contrato vigente</i>	58
<i>Tabla 3.8 Recaudación por contrato vigente</i>	59
<i>Tabla 3.9 Recaudación por contrato vigente</i>	60
<i>Tabla 3.10 Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes</i>	63
<i>Tabla 3.11 Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes</i>	64
<i>Tabla 3.12 Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes</i>	65
<i>Tabla 3.13 Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes</i>	66
<i>Tabla 3.14 Programa mínimo de trabajo y unidades de trabajo acreditadas</i>	68
<i>Tabla 3.15 Programa mínimo de trabajo y unidades de trabajo acreditadas</i>	69
<i>Tabla 4.1 Contratos y motivos de renuncia</i>	76

RESUMEN

El presente trabajo¹ pretende realizar una investigación sobre las renunciadas totales a contratos petroleros en México que surgieron a partir de la Reforma Energética de 2013. Dicha reforma abrió el sector a la inversión privada mediante rondas de licitación, que permitieron a empresas privadas el asociarse con el Estado bajo dos modelos contractuales. Sin embargo, a lo largo de los últimos años, una parte significativa de los contratos fueron renunciados de manera anticipada.

Este estudio se estructura de la siguiente manera. En el primer capítulo, se da un contexto de la industria petrolera en México, se plantean los beneficios esperados de la reforma energética de 2013 y las modificaciones que trajo consigo la reforma energética de 2024. En el segundo capítulo, se revisa el marco jurídico e institucional derivado de la reforma, así como las funciones de los órganos reguladores como la CNH, CRE y ASEA. En el tercer capítulo, se analizan las posibles causas de las renunciadas totales y su impacto en el sector de hidrocarburos. En el cuarto capítulo, se analizan los motivos de estas renunciadas comparándolas con contratos vigentes. Finalmente, en el quinto capítulo, se desarrolla una comparación internacional para identificar casos de éxito o desaciertos en el sector.

¹ **Nota:** Este documento se presenta bajo estándares de la American Psychological Association (APA) en su séptima edición. Para facilitar la legibilidad y el cumplimiento de los procesos de revisión, se utilizó interlineado doble en el cuerpo del texto y alineación a la izquierda, lo cual mejora la accesibilidad y evita espacios irregulares entre palabras. De manera complementaria, se recurrió al uso de una tipografía alternativa (Lucida Sans Unicode) en tamaño de 10 puntos de forma general, con el objetivo de resaltar jerarquías de información y facilitar la comprensión del lector. Estas adaptaciones se realizaron sin contravenir los principios fundamentales de las normas APA.

Entre los principales hallazgos destaca que las renunciaciones en México se concentraron en áreas con alto riesgo exploratorio (aguas profundas y no convencionales), donde los costos, la complejidad geológica y la falta de infraestructura limitaron el cumplimiento de compromisos. Asimismo, la incertidumbre regulatoria y el cambio de orientación política a partir de 2018 redujeron los incentivos para la permanencia de operadores privados.

La investigación concluye que las renunciaciones contractuales en México no solo reflejan la complejidad técnica de las áreas adjudicadas, sino también la necesidad de contar con un marco institucional estable, reglas claras y esquemas de riesgo compartido que permitan mantener la inversión y garantizar seguridad energética. Finalmente, se realizan breves recomendaciones tanto para el sector público como para el privado, orientadas a mejorar la gestión de futuros contratos, fortalecer la capacidad de Pemex bajo el nuevo modelo, y alinear la política petrolera con los objetivos de transición energética.

ABSTRACT

This paper aims to investigate the total renunciation of oil contracts in Mexico that arose from the 2013 Energy Reform. This reform opened the sector to private investment through bidding rounds, which allowed private companies to partner with the state under two contractual models. However, over the last few years, a significant number of contracts have been terminated early.

This study is structured as follows. The first chapter provides context on the oil industry in Mexico, outlines the expected benefits of the 2013 energy reform, and discusses the changes brought about by the 2024 energy reform. The second chapter reviews the legal and institutional framework resulting from the reform, as well as the functions of regulatory bodies such as the CNH, CRE, and ASEA. The third chapter analyzes the possible causes of the total waivers and their impact on the hydrocarbons sector. The fourth chapter analyzes the reasons for these waivers by comparing them with existing contracts. Finally, the fifth chapter develops an international comparison to identify success stories and failures in the sector.

Among the main findings, it is noteworthy that the waivers in Mexico were concentrated in areas with high exploration risk (deepwater and unconventional), where costs, geological complexity, and lack of infrastructure limited the fulfillment of commitments.

The research concludes that contractual waivers in Mexico not only reflect the technical complexity of the areas awarded, but also the need for a stable institutional framework, clear rules, and risk-sharing schemes that allow investment to be maintained and energy security to be guaranteed. Finally, brief recommendations are made for both the public and private sectors,

aimed at improving the management of future contracts, strengthening Pemex's capacity under the new model and aligning oil policy with energy transition objectives.

OBJETIVO

Analizar las causas y consecuencias de las renuncias totales de contratos petroleros en México, derivadas de la Reforma Energética de 2013, para evaluar sus implicaciones en la política energética, la viabilidad económica de las áreas exploratorias y la atracción de inversión, contrastando con experiencias internacionales como Colombia, Brasil y Reino Unido.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

1. Revisar el marco jurídico e institucional de la Reforma Energética de 2013, identificando los cambios en el régimen de contratación petrolera.
2. Examinar las razones técnicas, económicas y regulatorias que motivaron la renuncia de los contratos adjudicados en las rondas petroleras R01, R02 y R03 en México.
3. Estudiar casos representativos de renuncias para identificar patrones comunes y factores determinantes que llevaron a la terminación anticipada de los contratos.

INTRODUCCIÓN

El sector de hidrocarburos ha sido uno de los pilares fundamentales en la economía de México, impulsando de manera significativa el desarrollo social y económico del país. Desde la expropiación petrolera el 18 de marzo de 1938, el Estado mantuvo el control total sobre la exploración y extracción de los hidrocarburos, dejando a cargo estas actividades únicamente a Petróleos Mexicanos (Pemex). Sin embargo, la Reforma Energética de 2013 planteaba una serie de cambios trascendentales para la industria. Durante la administración del presidente Enrique Peña Nieto, se consolidó la apertura a la inversión privada ya que hasta ese momento el sector energético estaba completamente en manos del Estado.

Algunos de los objetivos que perseguía la Reforma Energética del 2013 fueron el modernizar el sector energético, aumentar la producción nacional de hidrocarburos y atraer inversión privada, tanto nacional como extranjera para mejorar la competitividad y eficiencia en la exploración y extracción de los recursos energéticos. Bajo esta premisa, se llevaron a cabo diversas rondas licitatorias para que empresas del sector privado compitieran por obtener contratos para explorar y producir áreas estratégicas de México. Estos contratos ofrecieron a Operadores la posibilidad de desarrollar campos con prometedoras reservas bajo condiciones que se consideraban competitivas a nivel internacional.

No obstante, la evolución de la industria energética en nuestro país ha enfrentado diversos retos. En los últimos años, ha habido una creciente preocupación debido a que muchos de los Operadores que lograron obtener un contrato han decidido renunciar. Esta situación plantea inquietudes acerca de la efectividad de las políticas que se implementaron, las

condiciones operativas y la percepción que se tiene sobre el sector energético en México. Las renuncias no solo significan una reducción en los ingresos del país, sino que también muestran las dificultades a las que se enfrentan los Operadores dentro del marco regulatorio del país.

Por ello, la actual administración impulsó una nueva Reforma Energética en 2024, cuyo objetivo fue el replantear un nuevo marco institucional en el sector. Esta reforma busca el deshacer lo implementado en la reforma anterior, fomentando el interés nacional y anteponiendo la soberanía energética. El principal cambio significativo que se vio implementado en esta reforma energética fue el ajuste a los modelos de contratos.

Este trabajo tiene como objetivo analizar los motivos y causas detrás de las renuncias totales a los contratos de exploración y extracción por parte de empresas privadas, enmarcando el análisis en el contexto de ambas reformas energéticas, la del 2013 y la del 2024. Para ello se llevará a cabo un análisis de los factores económicos, políticos, regulatorios y operativos que han influido en la decisión de abandonar estos proyectos.

Además, se examinarán las condiciones contractuales impuestas por el gobierno mexicano como lo son: las cuotas contractuales, el bono a la firma y demás gravámenes. Un enfoque particular estará en como estas condiciones pudieron ser percibidas como poco competitivas o bien el ser excesivamente restrictivas, comparadas con otras oportunidades a nivel mundial, lo que pudo llevar a que los Operadores abandonaran sus proyectos en el país.

Otro factor relevante será la incertidumbre política y económica, ya que juega un papel importante en este análisis. En un entorno con políticas energéticas que varían de acuerdo con

cada administración, los Operadores pueden percibir esto como inestabilidad política, lo que eventualmente genera desconfianza. Además, la incertidumbre económica a nivel internacional con la volatilidad en el precio de los hidrocarburos se añade un riesgo que los Operadores toman en cuenta a la hora de decidir si continúan con un proyecto o no.

También, se abordan los desafíos técnicos y operativos a los que se ven expuestos los Operadores. Algunos de los cuales son: explorar campos nuevos, falta de infraestructura para el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, así como los costos elevados que van de la mano al operar en áreas de difícil acceso o con geología más compleja. Todos estos factores contribuyen a que los Operadores renuncien a sus contratos.

Finalmente, se harán diversas propuestas con el fin de mitigar riesgos identificados y hacer más atractiva la inversión en el sector energético mexicano. Estas propuestas estarán basadas en los resultados de análisis, buscando fortalecer la confianza de los inversionistas y asegurar la sostenibilidad del sector a largo plazo, contribuyendo al desarrollo del sector energético en México y la disposición óptima de sus recursos energéticos.

CAPÍTULO 1. CONTEXTO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

La historia de la industria petrolera en México es extensa y ha estado marcada por diversos acontecimientos políticos, económicos y sociales que han definido su evolución y su relevancia dentro de la economía mundial. A comienzos del siglo XX, el petróleo se consolidó como el principal recurso estratégico del país. Durante los primeros años, la extracción del crudo estuvo controlada únicamente por Operadores extranjeros, principalmente británicos y estadounidenses, que poseían la producción y comercialización de los hidrocarburos, en un contexto donde el desarrollo dependía cada vez más de los combustibles fósiles.

Un momento que marcó el inicio de la historia de la industria petrolera mexicana fue la Expropiación Petrolera el 18 de marzo de 1938². Esta decisión permitió que el Estado tomara el control de los recursos energéticos, lo que llevó a la creación de Pemex, la empresa estatal que asumió el monopolio de la exploración, extracción y distribución del petróleo en el país. Esta acción consolidó la soberanía nacional sobre los recursos energéticos y posicionó al petróleo como parte de los cimientos de la economía mexicana. En las décadas siguientes, el petróleo se consolidó como una de las fuentes de ingresos más importantes para México. Un acontecimiento clave fue el descubrimiento de grandes yacimientos en la Sonda de Campeche durante la década de 1970. Este hallazgo coincidió con el alza de los precios internacionales del crudo, lo que permitió un crecimiento económico acelerado, conocido como el “boom

² La Ley de Expropiación de 1926 y la modificación al Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos sirvieron como justificación legal para la nacionalización de la industria petrolera en 1938 por decreto presidencial del presidente Lázaro Cárdenas del Río. Véase: <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/2/935/18.pdf>

petrolero” (Kovacs, 2014). Sin embargo, esta dependencia de los ingresos petroleros expuso la economía nacional a la volatilidad de los precios globales del petróleo.

La crisis de la deuda en la década de 1980 puso en evidencia la urgencia de diversificar la economía y reducir la dependencia de los hidrocarburos. En las décadas posteriores, la industria petrolera mexicana enfrentó importantes retos, entre ellos la falla de la inversión, lo que resultó en la caída de la producción (Kovacs, 2014). Durante los 2000 Pemex tuvo dificultades para mantener sus niveles de producción, en parte debido a la carencia de los recursos financieros y las restricciones inherentes a su naturaleza como empresa productiva del Estado (Pemex, 2024).

En 2013, el presidente Enrique Peña Nieto promovió la Reforma Energética, la cual transformó la industria petrolera en México. Esta Reforma puso fin al monopolio de Pemex y abrió las puertas a la participación de Operadores privados, tanto nacionales como internacionales, en la exploración y extracción de hidrocarburos. El objetivo de la reforma era modernizar el sector, atraer la inversión extranjera, aumentar la producción y reducir costos energéticos (Secretaría de Energía, 2015). No obstante, su implementación enfrentó múltiples desafíos, como la volatilidad de los precios del crudo, la competencia internacional por atraer inversión externa y la resistencia política y social a la apertura del sector energético.

En 2024, el gobierno federal impulsó una nueva Reforma Energética. Esta segunda reforma buscó posicionar a Pemex como una empresa productiva del Estado. Además, se hizo énfasis en la sostenibilidad y en la necesidad de diversificar el modelo energético. Aunque el petróleo sigue siendo clave para el sector energético, la nueva política busca complementar el

desarrollo con fuentes renovables, priorizando la seguridad energética y la eficiencia económica.

En la actualidad, la industria petrolera sigue siendo una pieza clave para la economía mexicana, aunque enfrentando grandes retos. Entre ellos se encuentra el mejorar la eficiencia de Pemex, aumentar las reservas de petróleo crudo, atraer nuevas inversiones y avanzar en la diversificación energética.

1.1. LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013

Producto de la Reforma Energética de 2013 y de las Rondas Licitatorias se suscribieron 112 contratos de exploración y extracción³, de los cuales: 38 se firmaron en la primera Ronda, 50 en la segunda Ronda y 16 en la tercera Ronda. Además, se firmaron 3 asociaciones y 5 migraciones de la empresa productiva del Estado con Operadores privados (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

De la totalidad de estos contratos, hasta el momento 25 empresas han presentado renuncia parcial y/o total a 51 contratos, es decir: el 45%. Sin embargo, esto no quiere decir que este porcentaje de contratos no tuvieron éxito. Existen varias razones para que un Operador devuelva una parte o la totalidad de un área. A continuación, se presenta un pequeño análisis del impacto de la terminación anticipada a los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

³ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

1.1.1. MODIFICACIONES CONSTITUCIONALES Y LEGALES

La Reforma Energética se formalizó mediante una reforma constitucional aprobada en diciembre de 2013, que modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Estos cambios permitieron, por primera vez en más de 70 años, que el Estado pudiera celebrar contratos con particulares para la exploración y extracción de hidrocarburos, bajo diversas modalidades: licencia, producción compartida, utilidad compartida o servicios (Secretaría de Gobernación, 2013, 20 de diciembre).

Las modificaciones establecieron que, aunque los hidrocarburos seguirán siendo propiedad de la Nación, el Estado podría asociarse con empresas privadas para llevar a cabo actividades estratégicas. Esta apertura fue acompañada por la creación de nuevos instrumentos legales y regulatorios que sentaron las bases del nuevo modelo energético. Entre las leyes secundarias promulgadas en 2014 destacan: la Ley de Hidrocarburos, Ley de Petróleos Mexicanos, Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (Secretaría de Gobernación, 2013, 20 de diciembre).

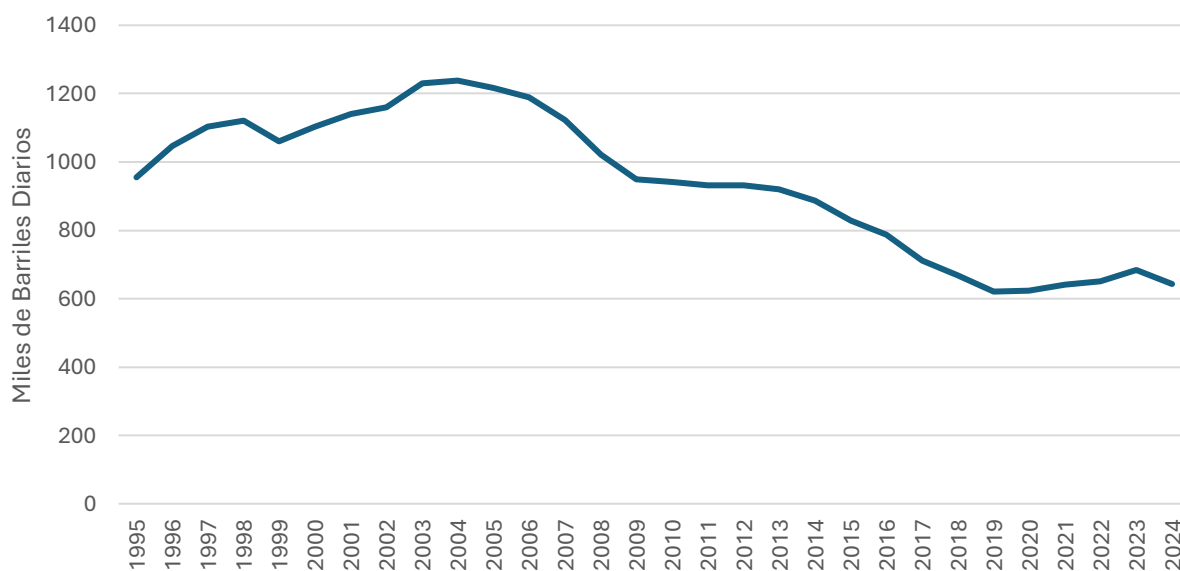
Estas leyes definieron el marco normativo para la operación de los nuevos contratos, la función de los Órganos Reguladores (CNH y CRE), la competencia entre empresas públicas y privadas, y los mecanismos de transparencia y rendición de cuentas. Con ello, se buscó crear un sector energético más eficiente, competitivo y atractivo para la inversión nacional e internacional.

1.1.2. ANTECEDENTES DE LA REFORMA

El principal objetivo de la reforma era el transformar un sector energético que, a pesar de su importancia histórica, mostraba señales claras de rezago. Como se puede observar en la **Figura 1.1**, a partir de 1995 la producción de petróleo crudo comenzó a declinar, la inversión pública en exploración se redujo y la infraestructura energética se volvió obsoleta frente a las demandas crecientes de la economía nacional.

Figura 1.1

Producción de Petróleo⁴⁵⁶ de 1995 - 2024



Nota: La gráfica muestra el declive en la producción de crudo, gráfica elaborada con información de la Base de Datos Institucional de Pemex (Petróleos Mexicanos, 2025).

⁴ Producción de crudo + condensados, a partir de 2018 se desglosa el condensado producido en campo, con un dato anual de 20 Mbd para ese año, 23 Mbd para 2019, 46 Mbd para 2020, 70 Mbd para 2021, 99 Mbd para 2022 y 287 Mbd para 2023.

⁵ La estructura de Pemex Exploración y Producción corresponde a bloques de 2017 a 2018 para producción y de 2018 a 2019 para reservas.

⁶ En 2022 incluye producción del Estado (8.6 Mbd de crudo) y de Socios (12.0 Mbd de crudo).

El modelo vigente hasta entonces, centrado en la exclusividad del Estado a través de Pemex enfrentaba limitaciones técnicas, financieras y operativas para sostener el crecimiento del sector. Mientras países como Brasil y Colombia ya habían abierto sus industrias a la inversión privada bajo esquemas regulados, México mantenía un sistema cerrado que limitaba la incorporación de tecnología, capital y nuevas capacidades exploratorias.

La caída de reservas, el bajo reemplazo de las mismas y la necesidad de desarrollar yacimientos más complejos como los ubicados en aguas profundas o en formaciones no convencionales, fueron elementos clave que motivaron un replanteamiento del marco constitucional. En este contexto, la Reforma Energética de 2013 se concibió como una estrategia para abrir el sector a la inversión privada, sin renunciar a la propiedad de la Nación sobre los recursos energéticos (Pemex, 2024).

1.1.3. IMPACTO ESPERADO DE LA REFORMA EN EL SECTOR ENERGÉTICO

La reforma energética impulsada por el Estado mexicano estuvo sustentada en una serie de objetivos estratégicos que buscaban no sólo reconfigurar el funcionamiento del sector energético, sino también garantizar su sostenibilidad, eficiencia y contribución al desarrollo nacional.

Uno de sus principios fundamentales fue mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo, asegurando que los beneficios derivados de su explotación sigan siendo patrimonio de todos los mexicanos. En este marco, se planteó la necesidad de modernizar y fortalecer a Pemex, sin recurrir a la privatización, consolidándose

como Empresa Productiva del Estado 100% mexicana, con mayor capacidad técnica y operativa. Asimismo, la reforma buscó reducir la exposición del país a riesgos financieros, geológicos y ambientales, especialmente en las actividades relacionadas con la exploración y extracción de petróleo y gas, donde la incertidumbre técnica y económica puede comprometer los recursos públicos (Secretaría de Energía, 2015).

Otra meta fue el atraer mayor inversión al sector energético como motor para el desarrollo del país, promoviendo un mayor abasto de energéticos a mejores precios, en beneficio tanto del sector industrial como de los hogares mexicanos (Secretaría de Energía, 2015).

La reforma, también incorporó compromisos importantes con la eficiencia operativa al proponer el cumplimiento de estándares internacionales en materia de calidad, confiabilidad del suministro, transparencia y rendición de cuentas. En paralelo, se establecieron mecanismos para combatir la corrupción de forma efectiva, reconociendo este problema como un factor que históricamente ha limitado el aprovechamiento pleno de los recursos energéticos (Secretaría de Energía, 2015).

Finalmente, se plantearon metas de largo plazo orientadas a fortalecer la administración de los ingresos petroleros y fomentar la seguridad energética, así como impulsar el desarrollo con responsabilidad social y con una firme protección al medio ambiente, asegurando que el crecimiento del sector energético se dé en armonía con las comunidades y los ecosistemas (Secretaría de Energía, 2015).

1.1.4. ENTIDADES REGULATORIAS (2013)

La creación de los Órganos Reguladores fue necesaria para la Reforma. Estos organismos tienen el deber de supervisar y regular las actividades en el sector petrolero, garantizando la competencia, la transparencia y el cumplimiento del marco regulatorio establecido. A continuación, se describen las atribuciones de estos reguladores.

El modelo energético nacional propuesto en 2013 planteó que, a través de una reforma energética, se impulsará la transformación de actividades estratégicas para el sector energético con el objetivo de volver al sector de hidrocarburos más competitivo, eficiente y confiable.


Esta reforma constitucional dio pie a la creación de un marco jurídico y normativo del sector energético que implicaba la participación de las Secretarías de Estado, Órganos desconcentrados, organismos constitucionalmente autónomos, así como los órganos reguladores coordinados en materia energética.

Este capítulo, describe el marco regulatorio que regía a los contratos petroleros resultantes de la reforma energética de 2013.

La reforma constitucional dio origen a un marco jurídico y normativo donde participan Secretarías de Estado, Órganos descentralizados, organismos autónomos y Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, donde los más relevantes son los que se pueden observar en la **Tabla 1.1**.

Tabla 1.1

Principales instituciones encargadas de la regulación en materia energética

Institución	Logotipo	Descripción
Secretaría de Energía (SENER)		Es la autoridad responsable de diseñar, planear, coordinar y evaluar la política energética en México. Su función principal es establecer las políticas en materia energética y coordinar las actividades del sector.
Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)		Es la encargada de regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos en México, promoviendo una competencia efectiva en el sector.
Comisión Reguladora de Energía (CRE)		Regula y supervisa los mercados de gasolina, electricidad y otros energéticos para asegurar precios justos y competencia efectiva.
Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)		Es responsable de garantizar la seguridad, protección ambiental y operación segura en el sector energético.

Nota: La tabla resume las actividades realizadas por cada institución, imagen de elaboración propia con referencia de SENER (Secretaría de Energía, 2018).

Otras dependencias que intervienen en el marco regulatorio de los contratos petroleros son:

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) establece el régimen de ingresos que recibe el país de las actividades relacionadas a la exploración y extracción de hidrocarburos que se realizan a través de los contratos asignados, así como los gravámenes producto de los contratos (Secretaría de Energía, 2018).

La Secretaría de Gobernación (SEGOB) es quien se encarga de establecer los delitos y las sanciones aplicables en materia energética como son los hidrocarburos, petrolíferos, o petroquímicos y demás bienes asociados a los procesos de producción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos (Secretaría de Energía, 2018).

1.1.4.1. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH)

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)⁷. Fue un Órgano Regulador del Estado Mexicano que formó parte del sector energético y que poseyó autonomía técnica y de gestión. Fue creada en 2008 y fortalecida tras la Reforma Energética de 2013, con el propósito de supervisar y regular las actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos en México. Sus funciones principales, incluyeron la administración de contratos y asignaciones, la emisión de lineamientos técnicos, el monitoreo de la producción y la generación de información técnica, con el objetivo de garantizar una extracción eficiente, transparente y sostenible de los hidrocarburos en beneficio de la nación (Comisión Nacional de Hidrocarburos, s.f.).

1.1.4.2. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE)

La Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁸. Fue un órgano regulador del Estado mexicano, con autonomía técnica y de gestión, encargado de supervisar y regular las

⁷ La CNH suspendió de manera oficial todas sus actividades el 11 de febrero de 2025, A partir de esa fecha, ya no recibe nuevos trámites ni desahoga procedimientos. Véase:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5748800&fecha=11/02/2025#gsc.tab=0

⁸ Tras la reforma constitucional de diciembre de 2024, la CRE inició un proceso de desaparición y, a partir de febrero de 2025, suspendió sus actividades sustantivas. Véase:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5750688&fecha=28/02/2025#gsc.tab=0

actividades vinculadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como el transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y petrolíferos. Sus principales funciones consistían en otorgar permisos, regular tarifas, emitir disposiciones técnicas, promover la competencia en los mercados energéticos y garantizar el acceso abierto y no discriminatorio a las redes e infraestructuras energéticas, con el fin de asegurar un desarrollo ordenado, eficiente y transparente del sector (Comisión Reguladora de Energía, s.f.).

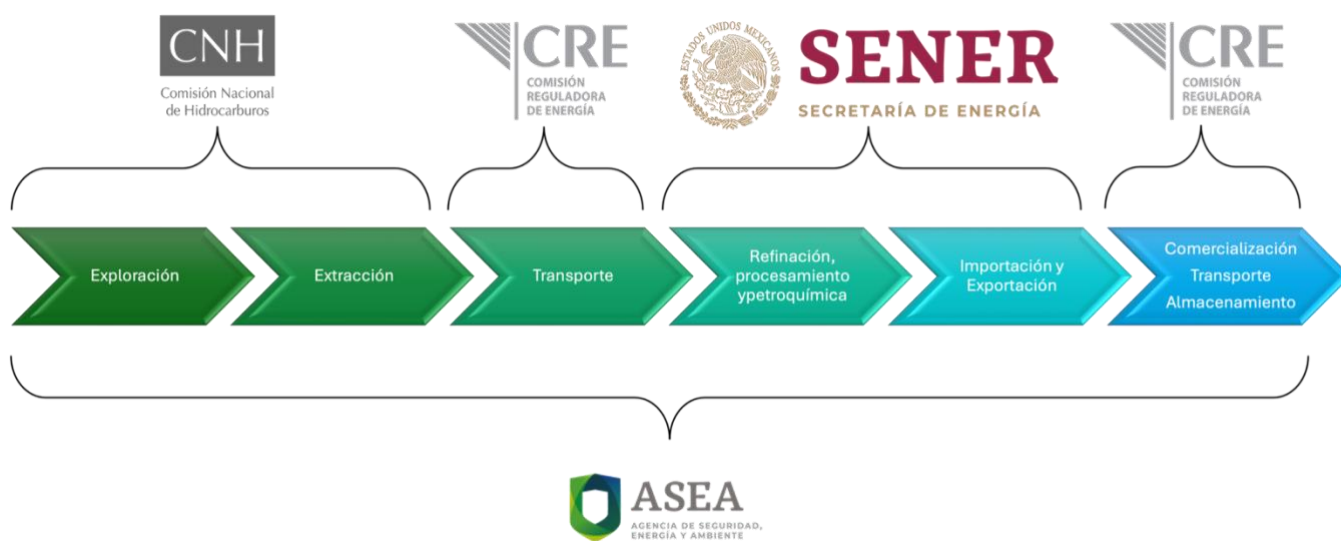
1.1.4.3. AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE (ASEA)

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)⁹. Es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), con autonomía técnica y de gestión, creado en 2015. Su rol en el sector de hidrocarburos consiste en regular y supervisar la seguridad industrial, la seguridad operativa y la protección ambiental en todas las actividades del sector hidrocarburos. Su competencia, abarca desde pozos terrestres y plataformas marinas hasta gasolineras, ductos, refinerías y terminales de almacenamiento. La ASEA emite normatividad, lineamientos y supervisa el cumplimiento ambiental e industrial a lo largo de toda la cadena de valor del sector hidrocarburos en México (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, s.f.). En la **Figura 1.2**, se puede observar las atribuciones de cada órgano regulador en la cadena de valor. Además, en la **Figura 1.3**, se muestra el orden jerárquico de los órganos reguladores.

⁹ La ASEA continúa activa y plenamente operativa sin alteraciones en sus funciones.

Figura 1.2

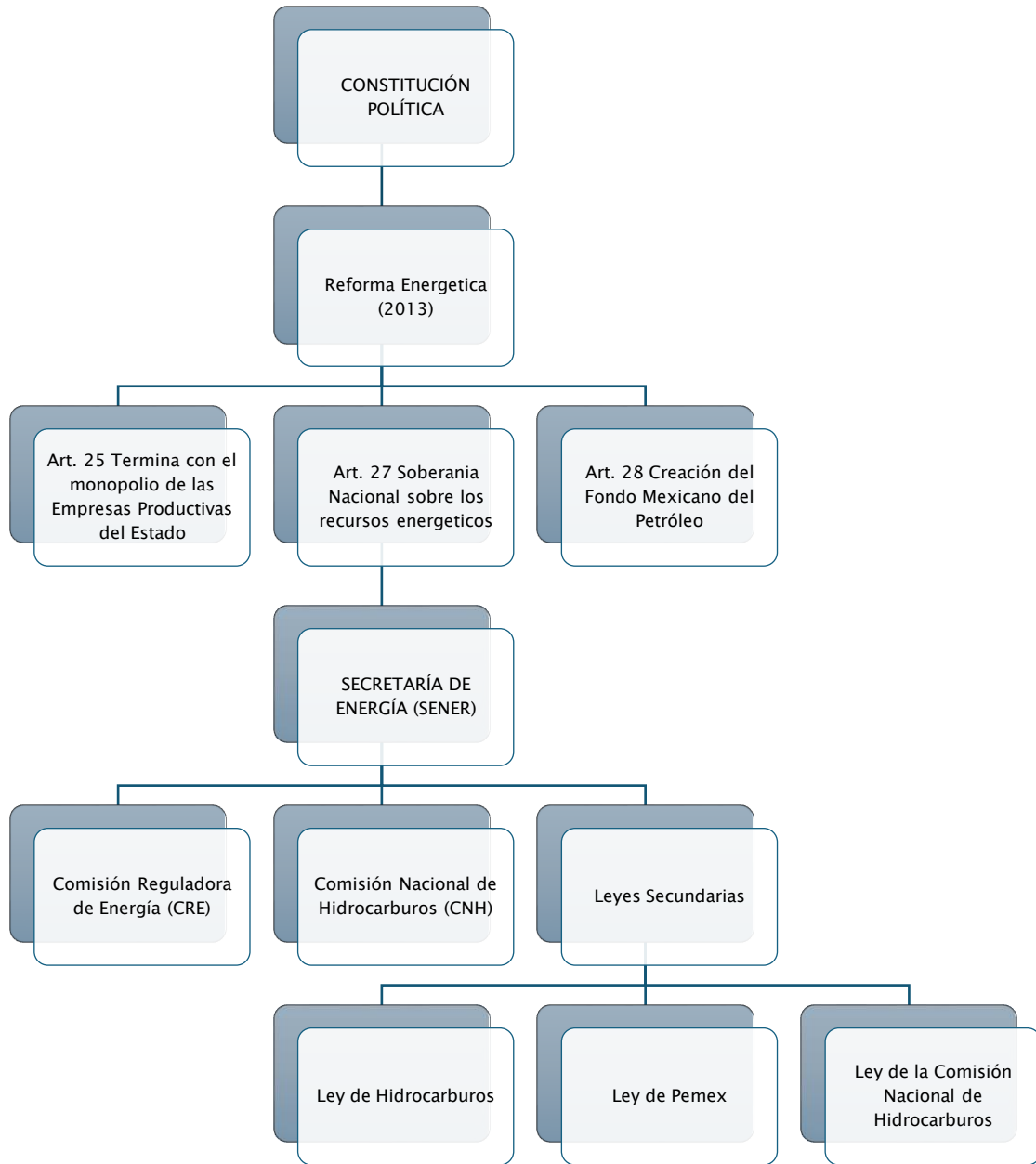
Regulación de la Cadena de Valor de Hidrocarburos



Nota: La imagen representa las atribuciones de cada institución dentro de la cadena de valor, imagen de elaboración propia con referencia de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos).

Figura 1.3

Reforma Energética de 2013 – Marco normativo jerarquizado



Nota: La imagen muestra la estructura institucional y normativa completa, imagen de elaboración propia.

1.2. LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2024: ALCANCE Y MODIFICACIONES

En octubre de 2024, el Gobierno de México promulgó una nueva reforma energética que redefine profundamente el marco legal y operativo del sector. Esta reforma marca un camino hacia una mayor intervención estatal, reestructuración de instituciones reguladoras y establece nuevas prioridades en la transición energética y la participación privada.

Principales modificaciones estructurales (Castillo, 2025):

- Nuevas leyes y derogaciones. Se expidieron ocho nuevas leyes, incluyendo la Ley del Sector Hidrocarburos, la Ley de Planeación y Transición Energética, y la Ley de Biocombustibles. Simultáneamente, se derogan ocho leyes anteriores y se modificaron otras dos, abarcando un total de 851 artículos y 117 disposiciones transitorias.
- Atribuciones de SENER
- Reestructuración institucional. Se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE)¹⁰ como nuevo organismo regulador del sector. Además, se disolvió la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Alcance en hidrocarburos (Pemex Secretaria del Consejo de Administración, 2025):

¹⁰ Se suspendieron los plazos administrativos en la CNH y la CRE durante 90 días naturales a partir de la entrada en vigor de la CNE para facilitar la transición institucional. Véase: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5745905&fecha=20/12/2024#gsc.tab=

- Fortalecimiento de la empresa estatal. Pemex fue reafirmada como empresa pública del Estado prioritaria. Pemex se enfocará en la producción nacional, con énfasis en eficiencia y austeridad.
- Además, se fomenta la creación de contratos mixtos con al menos el 40% de participación de la empresa productiva del Estado.

1.2.1. ENTIDADES REGULATORIAS (2024)

A partir de la Reforma Energética de finales de 2024, se propuso la creación de un nuevo organismo regulador encargado de supervisar actividades del sector energético.

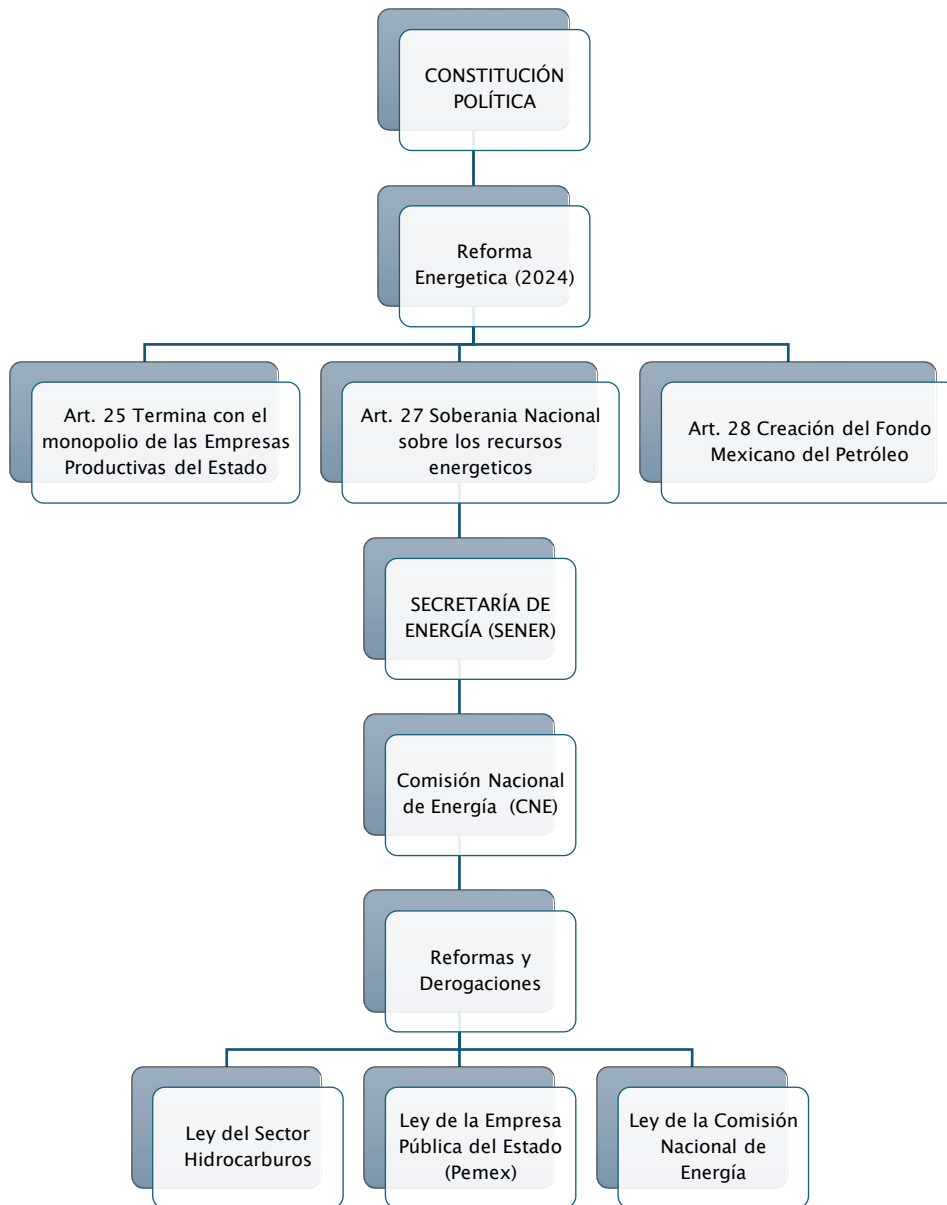
1.2.1.1. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER), entrado en funciones el 19 de marzo de 2025, con el propósito de centralizar y modernizar la regulación del sector energético en México. Como regulador único, reemplaza a la CRE y está encargado del otorgamiento de permisos, la supervisión y regulación de actividades en las cadenas de producción de electricidad, gas natural, gas LP, petrolíferos y petroquímicos. La CNE opera con independencia técnica, operativa y de gestión, y cuenta con un Comité Técnico colegiado como principal órgano responsable, junto con unidades administrativas especializadas en electricidad, hidrocarburos, verificación, asuntos jurídicos y administración (Comisión Nacional de Energía , s.f.).

La **Figura 1.4** nos muestra el nuevo orden jerarquizado de los órganos reguladores que surgieron con la reforma energética del 2024.

Figura 1.4

Reforma Energética de 2024 – Marco normativo jerarquizado



Nota: La imagen muestra la estructura institucional y normativa completa que refleja el cambio estructural, imagen de elaboración propia.

CAPÍTULO 2. EL MARCO REGULATORIO DE LOS CONTRATOS PETROLEROS

Como consecuencia de la reforma energética de 2013, se estableció un marco normativo para garantizar la transparencia en los procesos de licitación. Asimismo, establecer las bases para que los Operadores tuviesen la opción de terminar el contrato si este ya no resultaba favorable por alguna razón.

2.1.LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013: OBJETIVOS Y EXPECTATIVAS

La Reforma Energética de 2013 representó un importante cambio estructural en el sector energético mexicano, impulsada bajo el argumento de modernizar una industria que estuvo dominada por el Estado por décadas. Su aprobación significó una apertura sin precedentes al capital privado nacional e internacional, al modificar los Artículos 25, 27 y 28 constitucionales y permitir, por primera vez en 70 años, que Operadores distintos a Pemex pudieran participar directamente en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Entre sus objetivos principales destacan (Secretaría de Energía, 2015):

- Incrementar la inversión y producción. Se buscó atraer inversión privada para revertir la caída en la producción de petróleo crudo.
- Aprovechar los recursos no convencionales. Uno de los focos estratégicos fue el desarrollo de yacimientos en aguas profundas y recursos no convencionales como el gas y petróleo condensado, áreas donde Pemex enfrenta limitaciones técnicas y financieras.

- Impulsar la competitividad del sector. La reforma introdujo nuevos esquemas contractuales (licencias, producción compartida, utilidad compartida y servicios) regulados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), para fomentar un ambiente competitivo y transparente.
- Fortalecer la seguridad energética. Al diversificar los actores en el sector y ampliar la base productiva, se esperaba asegurar el abastecimiento energético a largo plazo.
- Reducir los costos y mejorar precios para los consumidores. Mediante el incremento de la oferta y la competencia, se proyectaba una eventual disminución en los precios.

Expectativas públicas y gubernamentales (Secretaría de Energía, 2015):

El discurso oficial prometía que las reformas generaría beneficios tangibles como la creación de empleos, el crecimiento económico, el acceso a la energía más barata y una mayor renta petrolera para el Estado. Además, se preveía que México podría reposicionarse como actor energético relevante a nivel mundial, especialmente en el mercado de hidrocarburos no convencionales.

Sin embargo, si bien la reforma logró adjudicar múltiples contratos mediante rondas competitivas entre 2015 y 2018, sus resultados fueron objeto de debate en años posteriores, particularmente ante los retos económicos, la volatilidad de los precios del petróleo, y los cuestionamientos sobre la distribución de los beneficios generados.

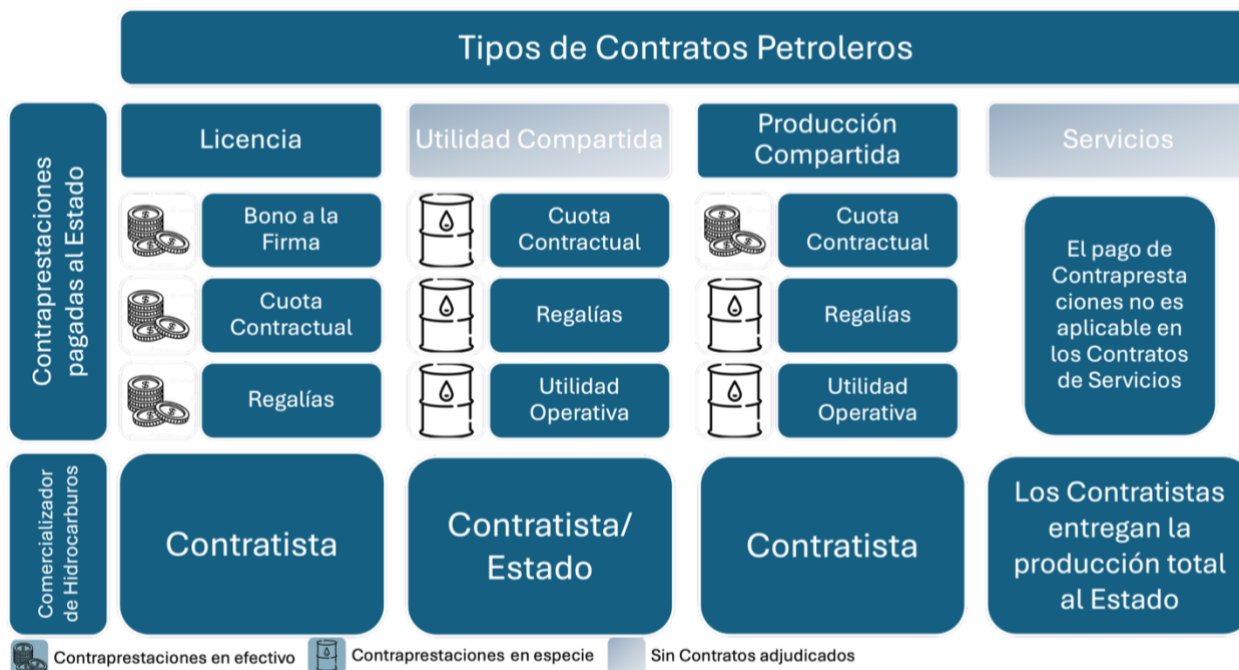
2.2. TIPOS DE CONTRATOS PETROLEROS

Durante las Rondas de Licitación se adjudicaron 112 contratos para la exploración y extracción. Actualmente, se encuentran 71 contratos vigentes de los cuales, 27 contratos pertenecen a la Ronda 1, 31 contratos pertenecen a la Ronda 2, 5 contratos pertenecen a la Ronda 3, además de 3 asociaciones y 5 migraciones (52 de estos contratos se encuentran bajo la modalidad de licencia y 19 bajo la modalidad de producción compartida)¹¹ (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025). La **Figura 2.1** nos muestra las principales diferencias entre los contratos petroleros y la **Tabla 2.1** nos describe de manera resumida las características de cada contrato.

¹¹ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Figura 2.1

Tipos de Contratos



Nota: La imagen representa los tipos de contratos implementados. Imagen de elaboración propia con referencia de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Un contrato petrolero, es un acto jurídico mediante el cual el Estado otorga derechos a una o varias empresas para realizar actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos en un Área Contractual por una duración específica.

Tabla 2.1

Tipos de contratos y sus características

Tipo de Contrato	Características	Propiedad del Hidrocarburo	Pagos al Estado	Ventajas	Ejemplo de uso
Licencia	El contratista asume todo el riesgo y financiamiento Obtiene la producción, menos pagos al Estado	Pasa al contratista en el punto de medición (una vez extraído)	Regalías, impuestos, contraprestación fija y variables	Atrae inversión en áreas con alto riesgo geológico	Frecuente en campos con alto riesgo
Producción Compartida	El contratista financia y comparte la producción con el Estado	Del Estado hasta el punto de entrega; luego se reparte según contrato	Regalías, participación en la producción e impuestos	Reparto equilibrado de riesgos y beneficios; Estado retiene control sobre la producción	Usado donde se busca balance entre inversión privada y participación estatal
Utilidad Compartida	El contratista asume costos y comparte utilidades con el Estado en caso de éxito	Siempre del Estado	Regalías + porcentaje de utilidades netas	Estado recibe parte de utilidades sin asumir costos de operación	Usado en áreas que requieren inversión alta con riesgo medio de recuperación
Servicios	El contratista no tiene derecho al hidrocarburo; recibe pago por servicios prestados	Totalmente del Estado	Estado paga al contratista (por barril o por infraestructura)	Estado mantiene control total de hidrocarburos	Usados para desarrollar campos bajo control estatal

Nota: La tabla explica de manera más detallada las propiedades de cada contrato, tabla de elaboración propia con datos de CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

2.3.PRINCIPALES DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES A LOS CONTRATOS

Las principales disposiciones legales aplicables a los contratos petroleros en México se derivan de la reforma y el marco regulatorio establecido posteriormente para regular la exploración y extracción de hidrocarburos por parte de Operadores privados y Pemex. Entre las disposiciones más relevantes se encuentran:

2.3.1. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Los fundamentos principales que rigen la industria petrolera en México y, por ende, a los contratos petroleros, se encuentran en los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Todas las Leyes Secundarias, Reglamentos, Lineamientos, Directivas y Normas Oficiales Mexicanas que se encargan de establecer la regulación de las actividades relacionadas a la exploración, extracción, refinación y la comercialización del petróleo y demás hidrocarburos que se encuentran en yacimientos dentro del territorio nacional y en yacimientos transfronterizos, proviene directamente de estos Artículos Constitucionales (Secretaría de Energía, 2013).

El Artículo 25 Constitucional fue reformado para garantizar el desarrollo nacional integral y sustentable por parte del Estado, fomentando el crecimiento económico, la creación de empleos y la distribución equitativa de ingresos (Secretaría de Energía, 2013). Así pues, se establece un nuevo modelo corporativo con criterios modernos de eficiencia, responsabilidad y autonomía, manteniendo siempre la rectoría del Estado en sectores estratégicos (Secretaría de Gobernación, 2013, 20 de diciembre).

Por otro lado, el Artículo 27 establece que los recursos naturales tales como combustibles minerales sólidos como el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos pertenecen a la Nación, así como el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional (Secretaría de Energía, 2013). Esto permitió preservar la soberanía sobre los hidrocarburos en el subsuelo manteniendo el no otorgamiento de concesiones, pero introduciendo mecanismos legales mediante los cuales el Estado, por medio de la empresa productiva o por contratos, puede involucrar a particulares para la exploración y extracción, manteniendo siempre la propiedad estatal de dichos recursos (Secretaría de Gobernación, 2013, 20 de diciembre).

Por último, el Artículo 28 dictó que no se constituirán monopolios las actividades que el Estado ejerza de manera exclusiva en áreas estratégicas, en las que se encuentre petróleo y demás hidrocarburos (Secretaría de Energía, 2013). La modificación de este artículo incluyó el ordenamiento de la creación del Fondo Mexicano del Petróleo, con el banco central como fiduciario, para asegurar que la renta petrolera se use en beneficio de la nación. Además, el Poder Ejecutivo contará con Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los cuales fueron denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía (Secretaría de Gobernación, 2013, 20 de diciembre).

2.3.2. LEY DE HIDROCARBUROS

La Ley de Hidrocarburos (LH) tiene como propósito, regular todas las actividades relacionadas con la industria de los hidrocarburos dentro del territorio nacional (Secretaría de Energía, 2015).

La LH, reguló toda la cadena de valor de la industria petrolera de manera integral, desde la exploración y extracción hasta la venta al público. Acorde con esto, en la etapa inicial, la CNH y la SENER fueron responsables de supervisar las actividades de exploración y extracción; posteriormente, el tratamiento y la refinación quedaron sujetos a la regulación de la SENER, con la intervención de la ASEA en materia de seguridad industrial y ambiental. En las fases intermedias, como el transporte y almacenamiento, la CRE, asumió un papel central junto con la ASEA en la vigilancia de condiciones de seguridad. A continuación, la distribución y comercialización también fueron facultades de la CRE, mientras que la importación y exportación de hidrocarburos requerían autorización de la SENER. Finalmente, el expendio al público, particularmente en estaciones de servicio, se mantuvo bajo la regulación de la CRE. De este modo, la Ley de 2015 buscó establecer un marco normativo claro y diferenciado para cada actividad, garantizando la participación de los órganos reguladores especializados en su respectivo ámbito de competencia (Secretaría de Gobernación, 2014).

2.3.3. LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS

La Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) establece el marco fiscal aplicable al sector, definiendo los distintos tipos de pagos al Estado, como regalías, cuotas contractuales, derechos por la utilidad compartida, así como las obligaciones en contratos de licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios. Además, regula las deducciones permitidas, los límites de recuperación de costos, los mecanismos de transparencia y la distribución de ingresos a través del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Secretaría de Gobernación, 2014).

Dicho de otra manera, esta ley asegura que la renta petrolera generada por las actividades de exploración y extracción sea captada en beneficio de la Nación, complementando la Ley de Hidrocarburos, pero enfocándose específicamente en el régimen fiscal y financiero del sector.

2.3.4. REGULACIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

La CNH fue la entidad encargada de llevar a cabo las licitaciones, adjudicar los contratos y supervisar el cumplimiento de estos. Su normativa reguló aspectos clave, como la entrega de información técnica, la evaluación de resultados de los contratos y supervisar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México (Secretaría de Energía, 2017).

Entre sus atribuciones destacaba lo siguiente: administrar y supervisar los contratos petroleros y las asignaciones, llevar a cabo licitaciones, aprobar los planes de exploración y desarrollo presentados por los Operadores, autorizar la perforación de pozos, verificar la

medición de hidrocarburos, así como recopilar y administrar la información técnica producto de las actividades de exploración (Secretaría de Gobernación, 2014).

En resumen, la CNH fue concebida como un organismo técnico y especializado, cuyo papel era garantizar la transparencia, eficiencia y el aprovechamiento óptimo de los recursos petroleros del país, asegurando que las operaciones se realizarán bajo estándares internacionales y en beneficio de la Nación.

2.3.5. LEY DE LA AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE (ASEA)

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, creado a partir de la Reforma Energética de 2013. Su función principal es regular y supervisar la seguridad industrial, la seguridad operativa y la protección ambiental en todas las actividades de la cadena de valor del sector hidrocarburos: desde la exploración y extracción, hasta el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización. La ASEA tiene la responsabilidad de emitir regulaciones, vigilar su cumplimiento y, en caso necesario, imponer sanciones (Secretaría de Gobernación, 2022).

Además, funge como la autoridad que evalúa y aprueba los estudios de impacto ambiental, planes de manejo de residuos y programas de prevención de riesgos, asegurando que las operaciones petroleras y energéticas se desarrollen bajo criterios de sustentabilidad, prevención de accidentes y reducción de riesgos ambientales (Secretaría de Gobernación, 2022).

2.4. DEFINICIÓN Y ALCANCE DE LAS RENUNCIAS TOTALES EN CONTRATOS PETROLEROS

La renuncia total a un contrato petrolero es un mecanismo mediante el cual una de las partes, generalmente el contratista, decide terminar el contrato de manera anticipada y voluntaria, renunciando así a todos sus derechos como contratista y al área contractual. Esto implica que el área en su totalidad regresa a manos del Estado. Las renunciaciones totales están sujetas al cumplimiento por parte del operador de ciertas condiciones y obligaciones establecidas tanto en el contrato como en la normativa correspondiente, como la notificación previa a las autoridades correspondientes, la entrega de toda la información técnica perteneciente al Estado, como la información generada durante el resguardo del área asignada a manos del operador, y el cumplimiento de las obligaciones fiscales y ambientales.

Bajo el contexto de la reforma, las renunciaciones adquieren mucha importancia debido a que esta reforma abrió las puertas a la participación e inversión del sector privado en las actividades de exploración y extracción, lo cual estableció nuevas dinámicas contractuales. Las renunciaciones permiten a los Operadores el retirarse de seguir con el proyecto si es que este resulta ser inviable en términos económicos o si estos representan cierta dificultad técnica sin incurrir en mayores penalizaciones, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones contractuales.

El alcance de las renunciaciones totales va más allá de la devolución del área, ya que también implica una evaluación de los compromisos financieros, técnicos y ambientales que deben ser atendidos antes de la finalización del contrato. Además, tiene implicaciones sobre la capacidad

del Estado para reasignar esas áreas en futuras rondas de licitación, lo cual puede afectar la planificación y ejecución de la política energética del país.

2.4.1. ¿QUÉ ES LA RENUNCIA TOTAL A UN CONTRATO PETROLERO?

La renuncia total a un contrato petrolero es un mecanismo mediante el cual una de las partes, generalmente el contratista, decide terminar el contrato de manera anticipada y voluntaria, renunciando así a todos sus derechos como contratista y a las obligaciones sobre el área contractual. Esto implica que el área en su totalidad regresa a manos del Estado. Las renunciaciones totales están sujetas al cumplimiento por parte del operador de ciertas condiciones y obligaciones establecidas tanto en el contrato como en la normativa correspondiente, como la notificación previa a las autoridades correspondientes, la entrega de toda la información técnica perteneciente al Estado como la información generada durante el resguardo del área asignada a manos del operador, y el cumplimiento de las obligaciones fiscales y ambientales.

Bajo el contexto de la reforma, las renunciaciones adquieren mucha importancia debido a que esta reforma abrió las puertas a la participación e inversión del sector privado en las actividades de exploración y extracción, lo cual estableció nuevas dinámicas contractuales. Las renunciaciones permiten a los contratistas el retirarse de seguir con el proyecto si es que este resulta ser inviable en términos económicos o si estos representan cierta dificultad técnica sin incurrir en mayores penalizaciones, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones contractuales.

El alcance de las renunciaciones totales va más allá de la devolución del área, ya que también implica una evaluación de los compromisos financieros, técnicos y ambientales que deben ser

atendidos antes de la finalización del contrato. Además, tiene implicaciones sobre la capacidad del Estado para reasignar esas áreas en futuras rondas de licitación, lo cual puede afectar la planificación y ejecución de la política energética del país.

Los lineamientos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) sobre el abandono de pozos establecen los requisitos y procedimientos que los operadores deben seguir para dismantelar, abandonar y cerrar de manera segura los pozos de petróleo o gas al final de su vida útil. Estos lineamientos buscan garantizar la seguridad, la protección del medio ambiente y el cumplimiento de las normas técnicas durante el proceso. Establecen criterios específicos para el sellado, la limpieza y la restauración de los sitios (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Además, los operadores debían presentar a la CNH (ahora a SENER), planes detallados para su aprobación, que incluyan cronogramas, métodos de abandono y medidas de mitigación ambiental. Estos planes están sujetos a auditorías y supervisión por parte de la CNH, para asegurar que los operadores cumplan con las regulaciones y se minimicen los riesgos asociados al abandono de los pozos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Por otro lado, los contratos petroleros en México estipulan reglas claras para la renuncia, reducción o devolución del Área Contractual por parte del contratista. Estas reglas establecen las condiciones bajo las cuales el contratista debe devolver parcial o totalmente el área, dependiendo de los distintos períodos de exploración o evaluación y del cumplimiento de las obligaciones contractuales.

Por ejemplo, al finalizar el Período Inicial de Exploración, es probable que el contratista tenga que devolver el 50% o el 100% del área, dependiendo de si se le ha otorgado un período adicional y del compromiso de trabajo cumplido. Asimismo, al concluir cada Período Adicional de Exploración, el contratista debe devolver el 100% del área que no esté cubierta por un Programa de Evaluación o Plan de Desarrollo aprobado por la CNH. El contratista también puede renunciar voluntariamente en cualquier momento a la totalidad o parte del Área Contractual, notificando por escrito con tres meses de anticipación. Sin embargo, esta renuncia no lo exime de cumplir con sus obligaciones, incluyendo el Programa Mínimo de Trabajo, cumplir con los pagos al Estado, cumplir con la normativa, entre otros compromisos adquiridos. Finalmente, cuando el contrato termina por cualquier motivo, el contratista debe devolver el 100% del Área Contractual, incluyendo las Áreas de Evaluación o Desarrollo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Como se muestra en la **Figura 2.2**, procedimiento para la renuncia o devolución del Área Contractual comienza con la presentación de una solicitud, ya sea de renuncia o devolución total o parcial, con 90 días naturales de anticipación a la fecha efectiva, propuesta por el operador. La CNH cuenta con 30 días naturales para iniciar el Programa de Terminación Anticipada (PTA). Durante este proceso, el operador debe cesar todas las actividades en el área a renunciar o devolver, pero esto no lo exime de sus responsabilidades contractuales. En caso de incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo (PMT), el operador será acreedor a una penalización convencional. La CNH tiene hasta 180 días naturales, más una posible prórroga de 90 días, para verificar el cumplimiento de las obligaciones del operador. Una vez completado el

PTA, se podrá proceder con el finiquito en caso de una renuncia total, o con un convenio modificatorio si se trata de una renuncia parcial (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Figura 2.2

Procedimiento para renunciar o devolver un área



Nota: La imagen muestra los plazos y procedimientos para que el Operador devuelva el área, elaboración propia con los plazos de los lineamientos de abandono.

2.4.2. MOTIVOS Y POSIBLES CAUSAS DE LAS RENUNCIAS

La renuncia a contratos petroleros puede surgir por diversas razones, que a menudo están relacionadas con factores económicos, técnicos y regulatorios. A continuación, en la

Tabla 2.2 se detallan algunos de los motivos y causas más comunes que llevan a los contratistas a optar por renunciar:

Tabla 2.2

Posibles causas de las renunciaciones

Categoría	Descripción	Ejemplos / Factores específicos
Operativos	Obstáculos prácticos que limitaron la ejecución de actividades.	Pandemia (COVID-19) → restricciones de movilidad, dificultades logísticas; falta de infraestructura adecuada.
Técnicos / No Descubrimiento	Desafíos relacionados con las características de las áreas adjudicadas.	Extensión excesiva de áreas frente a plazos cortos; mayor complejidad en aguas someras y profundas; costos altos de exploración.
Político-Regulatorios	Incertidumbre derivada del entorno institucional y gubernamental.	Declaraciones hostiles del gobierno (2018-2024); clima político adverso; dudas sobre continuidad de la Reforma 2013.
Económico-No Comercialidad	Riesgos y percepciones de rentabilidad que afectaron las decisiones de inversión.	Caída de precios internacionales; reducción de flujos de inversión; percepción de inseguridad para el capital.
Normativos / Contractuales	Reglas del contrato y los tiempos establecidos por la CNH.	Plazos de exploración limitados (2años+2 periodos adicionales); compromisos mínimos poco compatibles con áreas amplias.

Nota: Esta tabla enlista posibles causas a las renunciaciones de los contratos, tabla de elaboración propia.

CAPÍTULO 3. IMPACTO DE LAS RENUNCIAS TOTALES

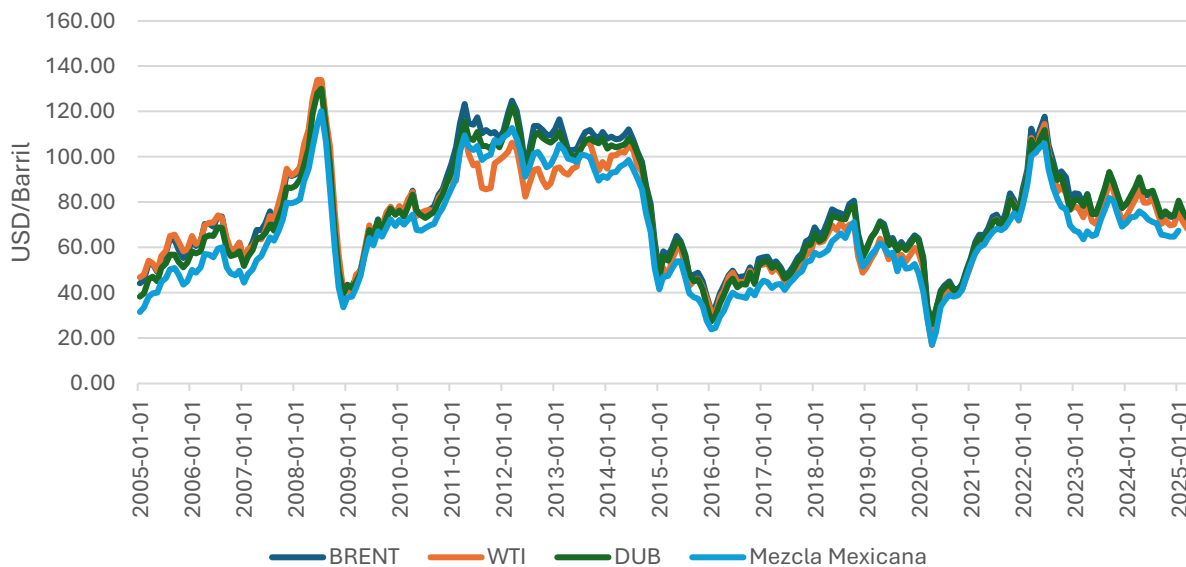
El esquema de recaudación fiscal y contractual implementado a partir de la Reforma Energética de 2013 parecía buscar una fuente de ingresos inmediata para el Estado a través de regalías y demás contraprestaciones que, al ser combinados con factores como un clima político inestable, complicaciones derivadas de la pandemia de COVID-19, áreas demasiado extensas y poco tiempo para explorarlas, se pueden interpretar como un detonante para que los Operadores pierdan el interés y abandonen los proyectos dentro de nuestro país.

3.1.CONDICIONES ECONÓMICAS GLOBALES Y EL PRECIO DEL PETRÓLEO

El precio del petróleo es uno de los factores más sensibles y determinantes en la toma de decisiones dentro de la industria de exploración y producción de hidrocarburos. Su volatilidad, influenciada por factores geopolíticos, conflictos internacionales, decisiones de la OPEP, crisis financieras o fenómenos como pandemias globales, puede modificar de manera drástica los márgenes de rentabilidad proyectados en los contratos petroleros.

Figura 3.1

Evolución Histórica de los precios del petróleo USD x Barril (WTI, BRENT, DUB, Mezcla Mexicana)



Nota: La imagen muestra la evolución del precio del barril en los últimos 20 años al 1º de enero de cada año de la Mezcla Mexicana, el Brent, el WTI y DUB, imagen de elaboración propia con datos del Fondo Monetario Internacional y la Base de Datos Institucional de Pemex (Fondo Monetario Internacional, 2025), (Fondo Monetario Internacional, 2025), (Fondo Monetario Internacional, 2025) y (Petróleos Mexicanos, 2025).

Cuando el precio internacional del crudo desciende por debajo del umbral de equilibrio operativo de un bloque especialmente en proyectos no convencionales o en regiones de difícil acceso como aguas profundas, las empresas reconsideran su permanencia. En escenarios de precios bajos, el desarrollo de estas áreas puede resultar inviable financieramente, llevando a

los contratistas a renunciar a sus contratos para evitar pérdidas mayores o redirigir sus inversiones a activos más rentables.

La **Figura 3.1**, muestra la fuerte volatilidad histórica de los precios del crudo. Se observa un pico notable en 2008, cuando el barril superó los 120 USD, seguido de una abrupta caída con la crisis financiera internacional (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2008). Posteriormente, los precios se recuperaron y mantuvieron niveles relativamente altos entre 2011 y 2014, lo que incentivó la inversión en exploración y explotación a nivel global. Sin embargo, a partir de 2014–2015 se registra una caída sostenida, alcanzando mínimos en torno a los 30 USD en 2016, lo cual debilitó el atractivo económico de muchos contratos (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2016).

En el caso de la Mezcla Mexicana, se aprecia una tendencia muy similar al resto de marcadores internacionales, pero con ligeros ajustes a la baja debido a su calidad y costo de comercialización. Este comportamiento la convirtió en un referente clave para los ingresos petroleros del país y para la rentabilidad de los contratos adjudicados durante la Reforma Energética de 2013 (Petróleos Mexicanos, 2025).

Un punto crítico se observa en 2020, con la pandemia de COVID-19, cuando los precios colapsaron a niveles cercanos a 20 USD por barril, afectando directamente los flujos de inversión y la viabilidad económica de los proyectos en etapa exploratoria. A pesar de la recuperación en 2021–2022, con precios cercanos a los 100 USD, la volatilidad y la posterior corrección hacia los 70–80 USD en 2024–2025 muestran que los precios del petróleo permanecen sujetos a cambios bruscos (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Bajo esta premisa, los Operadores en México enfrentaron un entorno económico incierto. La caída de precios en los momentos clave de ejecución de los contratos redujo los incentivos para continuar con actividades de exploración y desarrollo, particularmente en áreas de aguas profundas o someras que requieren inversiones elevadas y de largo plazo. Esto, sumado al clima político adverso y las dificultades operativas, explica que el factor económico, reflejado en la volatilidad de los precios internacionales, haya sido uno de los detonantes de las renunciadas totales a los contratos petroleros.

3.2. RETOS GEOLÓGICOS Y TECNOLÓGICOS EN LAS ÁREAS ASIGNADAS

De acuerdo con información de la CNH¹², 38 contratos quedaron estancados en una etapa exploratoria al momento de su renuncia y 3 más en una etapa de evaluación (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

¹² Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Tabla 3.1*Generalidades de los contratos renunciados*

Contrato	Periodo	Superficie (Km²)	Ubicación
1. CNH-R01-L01-A2/2015	Exploración	194.452	Aguas Someras
2. CNH-R01-L03-A14/2015	Evaluación	46.321	Terrestre
3. CNH-R01-L03-A22/2015	Evaluación	9.788	Terrestre
4. CNH-R01-L03-A4/2015	Evaluación	10.575	Terrestre
5. CNH-R01-L04-A1.CPP/2016	Exploración	651.0547	Aguas Profundas
6. CNH-R01-L04-A1.CS/2016	Exploración	2381.08	Aguas Profundas
7. CNH-R01-L04-A2.CPP/2016	Exploración	2976.588	Aguas Profundas
8. CNH-R01-L04-A3.CPP/2016	Exploración	1686.906	Aguas Profundas
9. CNH-R01-L04-A3.CS/2016	Exploración	3287.112	Aguas Profundas
10. CNH-R01-L04-A4.CPP/2016	Exploración	1876.71	Aguas Profundas
11. CNH-R01-L04-A5.CS/2016	Exploración	2573.171	Aguas Profundas
12. CNH-R02-L01-A11.CS/2017	Exploración	532.926	Aguas Someras
13. CNH-R02-L01-A14.CS/2017	Exploración	228.8218	Aguas Someras
14. CNH-R02-L01-A15.CS/2017	Exploración	484.282	Aguas Someras
15. CNH-R02-L01-A6.CS/2017	Exploración	559.284	Aguas Someras
16. CNH-R02-L04-AP-CM-G01/2018	Exploración	1999.292	Aguas Profundas
17. CNH-R02-L04-AP-CM-G03/2018	Exploración	3099.432	Aguas Profundas
18. CNH-R02-L04-AP-CM-G05/2018	Exploración	2241.831	Aguas Profundas
19. CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018	Exploración	2079.502	Aguas Profundas
20. CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018	Exploración	2029.742	Aguas Profundas
21. CNH-R02-L04-AP-CS-G03/2018	Exploración	2878.99	Aguas Profundas
22. CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018	Exploración	1852.857	Aguas Profundas
23. CNH-R02-L04-AP-CS-G06/2018	Exploración	1279.2572	Aguas Profundas

Nota: Esta tabla muestra los contratos con una renuncia total, la etapa en la que inicio su

Programa de Terminación Anticipada (PTA), su superficie y la ubicación, tabla de elaboración

propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

Tabla 3.2*Generalidades de los contratos renunciados*

Contrato	Periodo	Superficie (Km²)	Ubicación
24. CNH-R02-L04-AP-CS-G07/2018	Exploración	2030.405	Aguas Profundas
25. CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018	Exploración	3066.832	Aguas Profundas
26. CNH-R02-L04-AP-PG02/2018	Exploración	2146.192	Aguas Profundas
27. CNH-R02-L04-AP-PG03/2018	Exploración	2061.817	Aguas Profundas
28. CNH-R02-L04-AP-PG04/2018	Exploración	1900.177	Aguas Profundas
29. CNH-R02-L04-AP-PG06/2018	Exploración	1890.627	Aguas Profundas
30. CNH-R02-L04-AP-PG07/2018	Exploración	1967.934	Aguas Profundas
31. CNH-R03-L01-AS-B-57/2018	Exploración	391.395	Aguas Someras
32. CNH-R03-L01-AS-B-60/2018	Exploración	391.869	Aguas Someras
33. CNH-R03-L01-G-BG-05/2018	Exploración	813.782	Aguas Someras
34. CNH-R03-L01-G-BG-07/2018	Exploración	811.349	Aguas Someras
35. CNH-R03-L01-G-CS-01/2018	Exploración	807.759	Aguas Someras
36. CNH-R03-L01-G-CS-02/2018	Exploración	1027.398	Aguas Someras
37. CNH-R03-L01-G-CS-03/2018	Exploración	734.054	Aguas Someras
38. CNH-R03-L01-G-CS-04/2018	Exploración	797.995	Aguas Someras
39. CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018	Exploración	494.6348	Aguas Someras
40. CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018	Exploración	784.799	Aguas Someras
41. CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018	Exploración	842.363	Aguas Someras

Nota: Esta tabla muestra los contratos con una renuncia total, la etapa en la que inicio su Programa de Terminación Anticipada (PTA), su superficie y la ubicación, tabla de elaboración propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

La **Tabla 3.1** y la **Tabla 3.2**, nos muestra que la mayoría de los contratos que fueron renunciados en fase de exploración corresponden a áreas de gran extensión territorial,

especialmente en aguas profundas. La amplitud de los bloques, que en algunos casos superó los tres mil kilómetros cuadrados, representaba un desafío técnico y financiero difícil de afrontar en los plazos previstos por la regulación. Desde esta perspectiva, la propia dimensión de los bloques se convirtió en un factor que desincentivó el continuar con las operaciones.

Por otro lado, debe considerarse que la exploración en aguas profundas se enfrenta a un grado de incertidumbre geológica mucho mayor que en zonas terrestres o someras. Dicho entorno elevaba los riesgos y requería inversiones significativas, lo cual, en un contexto económico y político poco favorable, llevó a varios operadores a optar por la renuncia antes que asumir compromisos adicionales. En suma, los datos de la tabla no solo muestran la localización y extensión de los contratos, sino que también permiten interpretar que las renunciaciones fueron una consecuencia previsible de la combinación entre retos técnicos, riesgos geológicos y la falta de condiciones adecuadas para sostener la inversión a largo plazo.

3.3.MARCO FISCAL Y CONDICIONES CONTRACTUALES

Una posible explicación de las renunciaciones totales se relaciona con el marco fiscal y las condiciones contractuales bajo las cuales se adjudicaron los contratos petroleros derivados de la Reforma Energética de 2013. Como podemos ver en la **Tabla 3.1** y la **Tabla 3.2**, desde su diseño, los contratos contemplaron esquemas que buscaban maximizar la renta petrolera para el Estado, incluyendo regalías y contraprestaciones variables, lo que aseguraba beneficios fiscales al país, pero al mismo tiempo limita la flexibilidad financiera de los operadores. En un contexto internacional caracterizado por la volatilidad de los precios del crudo, estos términos

se convirtieron en una carga significativa que redujo la rentabilidad de los proyectos, sobre todo en etapas tempranas de exploración donde los riesgos geológicos eran más altos y la inversión aún no generaba retornos.

Tabla 3.3

Tipos de contratos implementados en México

Característica	Licencia	Producción Compartida
Titular del hidrocarburo	Contratista (una vez extraído y pagadas regalías)	Estado mexicano
Esquema de ingreso para el Estado	Regalías + ISR + Cuotas	Regalías + Participación en producción + ISR + Cuotas
Riesgo exploratorio	Contratista	Contratista
Participación del Estado	Baja (vía fiscalidad clásica)	Media a alta (según producción y precios)
Contabilidad de costos	No aplicable a la renta	Controlada por CNH para calcular participación estatal
Propiedad del hidrocarburo extraído	Contratista	Estado
Flexibilidad contractual	Alta (menos fiscalización directa)	Media (altos controles y obligaciones)
Ideal para	Campos maduros o con alto riesgo exploratorio	Proyectos con producción esperada moderada a alta

Nota: Tabla de elaboración propia con información del esquema de los contratos.

La **Tabla 3.3** nos muestra las condiciones contractuales fijadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establecieron plazos estrictos para el cumplimiento de los planes de exploración (dos años iniciales y 3 plazos prorrogables bajo ciertos requisitos), lo que resultó insuficiente frente a la magnitud territorial de muchos de los bloques adjudicados. Este diseño

no consideró plenamente la complejidad de las áreas asignadas, en particular aquellas en aguas profundas, donde las operaciones requieren períodos más prolongados y un nivel de inversión sostenido a largo plazo (Comisión Nacional de Hidrocarburos).

En este sentido, lo que se plantea es que la combinación de un marco fiscal rígido y condiciones contractuales exigentes, generan un entorno poco atractivo para los operadores privados. Sumado a factores externos como la incertidumbre política y las dificultades logísticas derivadas de la pandemia, dichas condiciones pudieron haber inclinado a las empresas a optar por la renuncia de los contratos en lugar de comprometer capital adicional sin la expectativa clara de recuperar su inversión.

3.4.UN MODELO CONTRACTUAL POCO FAVORABLE

En la etapa de exploración, los ingresos que el Estado logró captar provinieron principalmente de la cuota contractual para la fase exploratoria, mientras que conceptos como regalía adicional, regalía base e ingresos netos de comercialización fueron prácticamente despreciables. Este diseño fiscal y contractual trasladó gran parte del riesgo a los Operadores, quienes realizaron inversiones significativas sin la certeza de lograr la producción comercial. La información presentada en la **Tabla 3.4** y la **Tabla 3.5** plantea la siguiente pregunta: siendo la exploración una etapa caracterizada por un gran riesgo geológico y una falta de producción, ¿fue un acierto priorizar los ingresos inmediatos sobre un modelo de inversión sostenida a largo plazo?

Tabla 3.4

Recaudación por contrato renunciado

Contrato	Inversión ejercidas (MMUSD)	Regalía adicional (MMUSD)	Regalía base (MMUSD)	Cuota contractual para la fase exploratoria (MMUSD)	Bono a la firma (MMUSD)	Ingresos netos de comercialización (MMUSD)
CNH-R01-L01-A2/2015	58.16	0	0	1.49	0	0
CNH-R01-L03-A14/2015	1.33	0.56	0.05	0.04	0	0
CNH-R01-L03-A22/2015	1.89	0	0	0.04	0	0
CNH-R01-L03-A4/2015	0.51	0.23	0.04	0.06	0	0
CNH-R01-L04-A1.CPP/2016	199.76	0	0	13.73	0	0
CNH-R01-L04-A1.CS/2016	18.99	0	0	16.28	0	0
CNH-R01-L04-A2.CPP/2016	117.87	0	0	11.66	0	0
CNH-R01-L04-A3.CPP/2016	19.23	0	0	11.68	0	0
CNH-R01-L04-A3.CS/2016	27.07	0	0	18.86	0	0
CNH-R01-L04-A4.CPP/2016	130.55	0	0	12.76	0	0
CNH-R01-L04-A5.CS/2016	156.35	0	0	25.12	0	0
CNH-R02-L01-A11.CS/2017	10.60	0	0	3.05	0	0
CNH-R02-L01-A14.CS/2017	13.55	0	0	3.67	0	0
CNH-R02-L01-A15.CS/2017	127.90	0	0	8.27	0	0
CNH-R02-L01-A6.CS/2017	72.47	0	0	2.90	0	0
CNH-R02-L04-AP-CM-G01/2018	68.38	0	0	8.56	30.25	0
CNH-R02-L04-AP-CM-G03/2018	79.84	0	0	13.28	0	0
CNH-R02-L04-AP-CM-G05/2018	10.49	0	0	9.60	0	0
CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018	123.66	0	0	10.36	90.15	0
CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018	93.72	0	0	11.32	110.15	0

Nota: La tabla muestra lo recaudado por los contratos con una renuncia total, tabla de elaboración propia con datos de la CNH¹³ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

¹³ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Tabla 3.5

Recaudación por contrato renunciado

Contrato	Inversión ejercidas (MMUSD)	Regalía adicional (MMUSD)	Regalía base (MMUSD)	Cuota contractual para la fase exploratoria (MMUSD)	Bono a la firma (MMUSD)	Ingresos netos de comercialización (MMUSD)
CNH-R02-L04-AP-CS-G03/2018	76.15	0	0	18.63	0	0
CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018	110.49	0	0	10.33	0	0
CNH-R02-L04-AP-CS-G06/2018	18.99	0	0	14.53	0	0
CNH-R02-L04-AP-CS-G07/2018	159.24	0	0	15.45	0	0
CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018	137.65	0	0	23.91	43.15	0
CNH-R02-L04-AP-PG02/2018	30.09	0	0	16.69	0	0
CNH-R02-L04-AP-PG03/2018	69.21	0	0	14.59	0	0
CNH-R02-L04-AP-PG04/2018	105.83	0	0	13.45	0	0
CNH-R02-L04-AP-PG06/2018	186.80	0	0	13.38	10.03	0
CNH-R02-L04-AP-PG07/2018	131.89	0	0	13.93	90.03	0
CNH-R03-L01-AS-B-57/2018	3.67	0	0	1.19	0	0
CNH-R03-L01-AS-B-60/2018	3.06	0	0	1.18	0	0
CNH-R03-L01-G-BG-05/2018	6.04	0	0	2.50	0	0
CNH-R03-L01-G-BG-07/2018	5.16	0	0	2.50	0	0
CNH-R03-L01-G-CS-01/2018	87.12	0	0	6.20	59.82	0
CNH-R03-L01-G-CS-02/2018	0.02	0	0	4.36	0	0
CNH-R03-L01-G-CS-03/2018	15.40	0	0	2.74	0	0
CNH-R03-L01-G-CS-04/2018	17.74	0	0	3.37	0	0
CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018	6.04	0	0	2.36	0	0
CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018	4.09	0	0	6.58	0	0
CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018	4.18	0	0	7.02	0	0

Nota: La tabla muestra lo recaudado por los contratos con una renuncia total, tabla de elaboración propia con datos de la CNH¹⁴ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

¹⁴ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Conviene subrayar que estos ingresos derivados de la exploración y extracción de hidrocarburos representaron recursos a disposición del Estado mexicano a través del Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) quien es la autoridad que los administra. Sin embargo, su efecto fue limitado en tiempo y en monto. La **Tabla 3.4** y la **Tabla 3.5** muestran que, en los 41 contratos renunciados, aun con una inversión considerable, el Estado únicamente percibió los pagos iniciales pactados sin lograr extender este el flujo de ingresos hacia posteriores etapas. Bajo el modelo aplicado, la recaudación por la fase exploratoria se percibe “simbólica” frente al potencial a largo plazo que se buscaba con la reforma de 2013. Los Operadores se enfrentaron a obligaciones de pago aun sin éxito exploratorio.

Por otro lado, desde la perspectiva del sector privado, este escenario significó un impacto económico directo, ya que los recursos invertidos en exploración, estudios geológicos y contraprestaciones contractuales no tuvieron retorno. Es posible que, en un modelo alternativo, el margen de ganancia para el Estado podría haberse extendido de manera más sostenible, si este modelo prioriza los incentivos fiscales durante la fase exploratoria a cambio de una mayor participación por parte del Estado en el caso de un descubrimiento con éxito comercial. Dicho de otra manera, el sacrificar los ingresos inmediatos se traduciría como la posibilidad de llevar más contratos hasta la fase de producción generando así impuestos, regalías y demás gravámenes a lo largo de la vida del campo. Bajo este escenario, no solo se aseguraría un retorno más constante para el Estado, sino que también se reducirían las renunciaciones por parte de Operadores, lo que a su vez incrementa la actividad económica en el sector.

Tabla 3.6

Recaudación por contrato vigente

Contrato	Inversión ejercidas (MMUSD)	Regalía adicional (MMUSD)	Regalía base (MMUSD)	Cuota contractual para la fase exploratoria (MMUSD)	Bono a la firma (MMUSD)	Ingresos netos de comercialización (MMUSD)
CNH-R01-L01-A7/2015	311.01	0.89	0.00	4.05	4.05	0.00
CNH-R01-L02-A1/2015	3534.19	959.96	0.00	0.14	0.14	0.00
CNH-R01-L02-A2/2015	1539.61	601.62	0.00	0.07	0.07	0.00
CNH-R01-L02-A4/2015	2038.95	434.11	0.00	0.15	0.15	0.00
CNH-R01-L03-A1/2015	14.34	0.00	23.23	0.01	0.01	0.00
CNH-R01-L03-A2/2015	111.24	0.00	34.18	0.12	0.12	0.00
CNH-R01-L03-A3/2015	30.02	0.00	7.62	0.01	0.01	0.00
CNH-R01-L03-A5/2015	3.21	0.00	3.68	0.06	0.06	0.00
CNH-R01-L03-A6/2015	12.00	0.00	13.31	0.04	0.04	0.00
CNH-R01-L03-A7/2015	212.87	0.00	193.13	0.03	0.03	0.00
CNH-R01-L03-A8/2015	4.37	0.00	2.10	0.03	0.03	0.00
CNH-R01-L03-A9/2015	16.56	0.00	2.69	0.16	0.16	0.00
CNH-R01-L03-A10/2016	12.78	0.00	3.07	0.13	0.13	0.00
CNH-R01-L03-A11/2015	3.55	0.00	11.10	0.02	0.02	0.00
CNH-R01-L03-A12/2015	21.58	0.00	3.88	0.02	0.02	0.00
CNH-R01-L03-A13/2015	1.58	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00
CNH-R01-L03-A15/2015	3.29	0.00	25.52	0.02	0.02	0.00
CNH-R01-L03-A16/2015	2.02	0.00	0.00	0.21	0.21	0.00
CNH-R01-L03-A17/2016	7.44	0.00	0.14	0.28	0.28	0.00
CNH-R01-L03-A18/2015	4.10	0.00	7.59	0.02	0.02	0.00

Nota: La tabla muestra lo recaudado por los contratos vigentes, tabla de elaboración propia con datos de la CNH¹⁵ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

¹⁵ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Tabla 3.7

Recaudación por contrato vigente

Contrato	Inversión ejercidas (MMUSD)	Regalía adicional (MMUSD)	Regalía base (MMUSD)	Cuota contractual para la fase exploratoria (MMUSD)	Bono a la firma (MMUSD)	Ingresos netos de comercialización (MMUSD)
CNH-R01-L03-A19/2016	N/D ¹⁶	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00
CNH-R01-L03-A20/2016	9.77	0.00	2.23	0.02	0.02	0.00
CNH-R01-L03-A21/2016	6.88	0.00	1.51	0.02	0.02	0.00
CNH-R01-L03-A23/2015	36.07	0.00	2.08	0.20	0.20	0.00
CNH-R01-L03-A24/2016	11.19	0.00	1.22	0.07	0.07	0.00
CNH-R01-L03-A25/2015	2.55	0.00	7.05	0.02	0.02	0.00
CNH-R01-L04-A4.CS/2016	231.21	0.00	0.00	26.21	26.21	0.00
CNH-R02-L01-A2.TM/2017	4.72	0.00	0.00	5.53	5.53	0.00
CNH-R02-L01-A7.CS/2017	142.02	0.00	0.00	5.95	5.95	0.00
CNH-R02-L01-A8.CS/2017	3.68	0.00	0.00	5.91	5.91	0.00
CNH-R02-L01-A9.CS/2017	184.48	0.00	0.00	4.81	4.81	30.00
CNH-R02-L01-A10.CS/2017	242.41	0.00	0.00	5.37	5.37	0.00
CNH-R02-L01-A12.CS/2017	137.22	0.00	0.00	5.26	5.26	0.00
CNH-R02-L02-A1.BG/2017	0.51	0.00	0.21	1.49	1.49	0.00
CNH-R02-L02-A4.BG/2017	34.54	0.00	8.62	2.68	2.68	0.00
CNH-R02-L02-A5.BG/2017	20.60	0.00	1.87	1.87	1.87	0.00
CNH-R02-L02-A7.BG/2017	13.17	0.00	0.01	3.75	3.75	4.13
CNH-R02-L02-A8.BG/2017	6.17	0.00	0.00	3.01	3.01	0.00
CNH-R02-L02-A9.BG/2017	6.95	0.00	0.00	3.40	3.40	0.00
CNH-R02-L02-A10.CS/2017	7.20	0.00	4.79	2.53	2.53	0.00

Nota: La tabla muestra lo recaudado por los contratos vigentes, tabla de elaboración propia con datos de la CNH17 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

¹⁶ Dato no disponible en

¹⁷ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Tabla 3.8*Recaudación por contrato vigente*

Contrato	Inversión ejercidas (MMUSD)	Regalía adicional (MMUSD)	Regalía base (MMUSD)	Cuota contractual para la fase exploratoria (MMUSD)	Bono a la firma (MMUSD)	Ingresos netos de comercialización (MMUSD)
CNH-R02-L03-BG-01/2017	2.77	0.00	8.47	0.46	0.46	4.24
CNH-R02-L03-BG-02/2017	34.92	0.00	0.40	1.23	1.23	2.98
CNH-R02-L03-BG-03/2017	9.10	0.00	0.00	1.25	1.25	0.00
CNH-R02-L03-BG-04/2017	0.20	0.00	0.00	1.11	1.11	0.00
CNH-R02-L03-TM-01/2017	19.90	0.00	2.07	0.69	0.69	26.10
CNH-R02-L03-VC-01/2018	6.71	0.00	1.68	1.58	1.58	1.50
CNH-R02-L03-VC-02/2017	17.12	0.00	2.00	1.77	1.77	0.00
CNH-R02-L03-VC-03/2017	3.79	0.00	0.22	1.75	1.75	0.00
CNH-R02-L03-CS-01/2017	38.76	0.00	26.70	0.58	0.58	28.89
CNH-R02-L03-CS-02/2017	#N/D	0.00	0.00	0.55	0.55	0.00
CNH-R02-L03-CS-03/2017	#N/D	0.00	0.00	0.48	0.48	0.00
CNH-R02-L03-CS-04/2017	21.26	0.00	0.00	2.35	2.35	6.18
CNH-R02-L03-CS-05/2017	14.64	0.00	0.00	2.24	2.24	13.17
CNH-R02-L03-CS-06/2017	7.43	0.00	0.00	1.42	1.42	0.00
CNH-R02-L04-AP-PG05/2018	0.00	0.00	0.00	23.62	23.62	0.00
CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018	0.00	0.00	0.00	25.21	25.21	0.00
CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018	91.50	0.00	0.00	16.51	16.51	0.00
CNH-R02-L04-AP-CS-G10/2018	351.95	0.00	0.05	28.12	28.12	151.25
CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018	0.02	0.00	0.00	6.83	6.83	0.00
CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018	0.12	0.00	0.00	3.95	3.95	13.08

Nota: La tabla muestra lo recaudado por los contratos vigentes, tabla de elaboración propia con datos de la CNH18 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

¹⁸ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Tabla 3.9

Recaudación por contrato vigente

Contrato	Inversión ejercidas (MMUSD)	Regalía adicional (MMUSD)	Regalía base (MMUSD)	Cuota contractual para la fase exploratoria (MMUSD)	Bono a la firma (MMUSD)	Ingresos netos de comercialización (MMUSD)
CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018	186.55	0.00	0.00	4.44	4.44	51.15
CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018	144.84	0.01	0.00	2.20	2.20	0.00
CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018	113.57	0.00	0.00	4.88	4.88	0.00
CNH-A1-TRION/2016	1506.97	0.00	0.00	9.08	9.08	62.40
CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018	390.08	0.00	125.53	0.14	0.14	0.00
CNH-A4.OGARRIO/2018	257.96	0.00	130.19	0.13	0.13	30.85
CNH-M1-Ek-Balam/2017	3190.03	5992.76	0.00	0.04	0.04	0.00
CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017	466.83	1710.57	0.00	0.12	0.12	0.00
CNH-M3-MISIÓN/2018	287.23	71.72	0.00	9.42	9.42	0.00
CNH-M4-ÉBANO/2018	239.00	107.43	0.00	7.63	7.63	0.00
CNH-M5-MIQUETLA/2018	68.96	0.00	21.52	0.54	0.54	0.00

Nota: La tabla muestra lo recaudado por los contratos vigentes, tabla de elaboración propia con datos de la CNH19 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

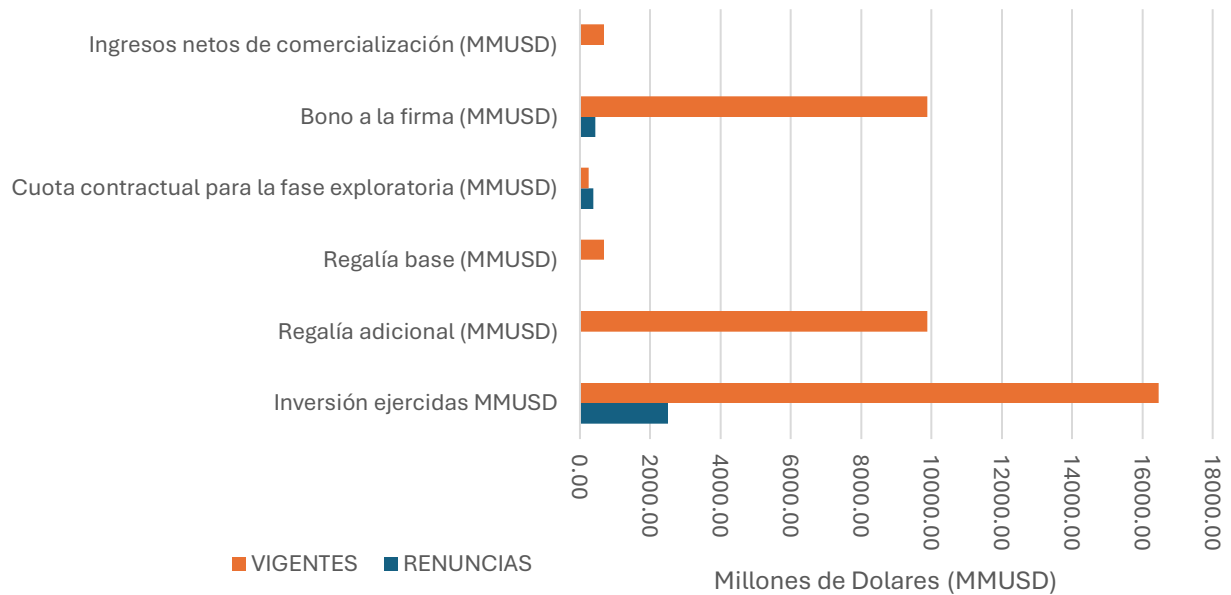
Al comparar los contratos vigentes, véase la **Tabla 3.6**, **Tabla 3.7**, **Tabla 3.8** y **Tabla 3.9**, con aquellos que fueron objeto de renuncia total, se puede observar un desempeño claramente

¹⁹ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

diferenciado. Los contratos vigentes concentran mayores montos de inversión, llegando a superar por mucho a los contratos renunciados.

Figura 3.2

Comparación de la recaudación entre los contratos vigentes y los contratos renunciados



Nota: La gráfica muestra la clara diferencia de las cifras recaudadas por los contratos vigentes contra los contratos renunciados, imagen de elaboración propia con datos de la CNH²⁰ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

Como ejemplo, en la **Figura 3.2** podemos ver esta diferencia abismal, que también se traduce en ingresos para el Estado ya que, mientras los contratos han aportado recursos

²⁰ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

mediante la regalía adicional, la regalía base y el bono a la firma, en los renunciados la recaudación se limitó casi exclusivamente a las cuotas de exploración. El contraste refleja un evidente compromiso por parte de los Operadores vigentes.

Finalmente, esta comparación entre los contratos que aún están vigentes y aquellos que fueron renunciados totalmente muestran una tendencia clara: los contratos que pertenecen vigentes presentan un desempeño muy superior en términos económicos. Esto indica que, bajo condiciones favorables, los contratos derivados de las rondas pudieron generar resultados positivos tanto para los Operadores como para el Estado.

3.5. DESVENTAJA GEOLÓGICA Y OPERATIVA

Los contratos renunciados presentan una marcada desventaja frente a los contratos vigentes, tanto en términos geológicos como operativos. Esto se debe a que los primeros abarcan extensiones territoriales significativamente mayores, muchas de ellas ubicadas en aguas profundas, lo que implicaba mayores retos técnicos, costos elevados y la posibilidad de no hallar recursos. A lo anterior se sumó un entorno de incertidumbre derivado de la pandemia por COVID-19, lo cual, en conjunto, pudo convertirse en el detonante que llevó a los operadores privados a retirar la inversión de sus proyectos en México.

Como se observa en la **Tabla 3.10** y la **Tabla 3.11**, en contraste con la **Tabla 3.12**, la **Tabla 3.13**, la **Tabla 3.14** y la **Tabla 3.15**, existe una desventaja tanto en superficie como en ubicación de los contratos renunciados respecto a los vigentes.

Tabla 3.10

Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes

Contrato	Superficie (Km ²)	Ubicación
CNH-R01-L01-A7/2015	18.55	Aguas Someras
CNH-R01-L02-A1/2015	67.20	Aguas Someras
CNH-R01-L02-A2/2015	39.60	Aguas Someras
CNH-R01-L02-A4/2015	57.97	Aguas Someras
CNH-R01-L03-A1/2015	10.96	Terrestre
CNH-R01-L03-A2/2015	105.82	Terrestre
CNH-R01-L03-A3/2015	16.08	Terrestre
CNH-R01-L03-A5/2015	89.41	Terrestre
CNH-R01-L03-A6/2015	57.99	Terrestre
CNH-R01-L03-A7/2015	41.46	Terrestre
CNH-R01-L03-A8/2015	36.74	Terrestre
CNH-R01-L03-A9/2015	21.98	Terrestre
CNH-R01-L03-A10/2016	10.24	Terrestre
CNH-R01-L03-A11/2015	21.22	Terrestre
CNH-R01-L03-A12/2015	29.85	Terrestre
CNH-R01-L03-A13/2015	21.87	Terrestre
CNH-R01-L03-A15/2015	27.69	Terrestre
CNH-R01-L03-A16/2015	17.02	Terrestre
CNH-R01-L03-A17/2016	23.12	Terrestre
CNH-R01-L03-A18/2015	25.98	Terrestre

Nota: Esta tabla muestra los contratos vigentes con su respectiva superficie y ubicación, tabla de elaboración propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

Tabla 3.11

Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes

Contrato	Superficie (Km²)	Ubicación
CNH-R01-L03-A19/2016	11.80	Terrestre
CNH-R01-L03-A20/2016	23.66	Terrestre
CNH-R01-L03-A21/2016	28.31	Terrestre
CNH-R01-L03-A23/2015	27.53	Terrestre
CNH-R01-L03-A24/2016	7.16	Terrestre
CNH-R01-L03-A25/2015	25.27	Terrestre
CNH-R01-L04-A4.CS/2016	2358.74	Aguas Profundas
CNH-R02-L01-A2.TM/2017	548.66	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A7.CS/2017	590.75	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A8.CS/2017	586.00	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A9.CS/2017	562.38	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A10.CS/2017	532.65	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A12.CS/2017	521.17	Aguas Someras
CNH-R02-L02-A1.BG/2017	182.09	Terrestre
CNH-R02-L02-A4.BG/2017	440.31	Terrestre
CNH-R02-L02-A5.BG/2017	135.91	Terrestre
CNH-R02-L02-A7.BG/2017	338.71	Terrestre
CNH-R02-L02-A8.BG/2017	416.12	Terrestre
CNH-R02-L02-A9.BG/2017	463.99	Terrestre
CNH-R02-L02-A10.CS/2017	179.78	Terrestre

Nota: Esta tabla muestra los contratos vigentes con su respectiva superficie y ubicación, tabla de elaboración propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

Tabla 3.12

Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes

Contrato	Superficie (Km²)	Ubicación
CNH-R02-L03-BG-01/2017	99.25	Terrestre
CNH-R02-L03-BG-02/2017	97.32	Terrestre
CNH-R02-L03-BG-03/2017	87.94	Terrestre
CNH-R02-L03-BG-04/2017	199.26	Terrestre
CNH-R02-L03-TM-01/2017	72.39	Terrestre
CNH-R02-L03-VC-01/2018	193.26	Terrestre
CNH-R02-L03-VC-02/2017	251.35	Terrestre
CNH-R02-L03-VC-03/2017	231.66	Terrestre
CNH-R02-L03-CS-01/2017	95.17	Terrestre
CNH-R02-L03-CS-02/2017	247.96	Terrestre
CNH-R02-L03-CS-03/2017	215.08	Terrestre
CNH-R02-L03-CS-04/2017	244.78	Terrestre
CNH-R02-L03-CS-05/2017	233.60	Terrestre
CNH-R02-L03-CS-06/2017	148.19	Terrestre
CNH-R02-L04-AP-PG05/2018	2732.72	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018	2917.09	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018	1921.93	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G10/2018	3253.64	Aguas Profundas
CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018	813.27	Aguas Someras
CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018	470.58	Aguas Someras

Nota: Esta tabla muestra los contratos vigentes con su respectiva superficie y ubicación, tabla de elaboración propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

Tabla 3.13

Extensión territorial y ubicación de los contratos vigentes

Contrato	Superficie (Km²)	Ubicación
CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018	527.89	Aguas Someras
CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018	262.76	Aguas Someras
CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018	580.87	Aguas Someras
CNH-A1-TRION/2016	36.70	Aguas Profundas
CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018	168.15	Terrestre
CNH-A4.OGARRIO/2018	156.00	Terrestre
CNH-M1-Ek-Balam/2017	63.37	Aguas Someras
CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017	153.19	Terrestre
CNH-M3-MISIÓN/2018	1692.75	Terrestre
CNH-M4-ÉBANO/2018	1569.12	Terrestre
CNH-M5-MIQUETLA/2018	139.67	Terrestre

Nota: Esta tabla muestra los contratos vigentes con su respectiva superficie y ubicación, tabla de elaboración propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

Al comparar la extensión territorial de los contratos renunciados contra los contratos vigentes, podemos observar una diferencia en las características de los diversos bloques asignados. En el caso de los contratos renunciados, podemos encontrar áreas de gran extensión, muchas de ellas en aguas profundas, con superficies que en algunos casos superan los 3,000 km². Este tipo de bloques implican costos elevados, un mayor riesgo geológico y la necesidad de inversión tecnológica más compleja, lo que sumado a diversas complicaciones políticas, económicas y coyunturales terminan por restarle viabilidad a los proyectos.

Por el contrario, los contratos que están vigentes tienden a abarcar menos extensión territorial con superficies más reducidas lo que implica, muchas de ellas en zonas terrestres o en aguas someras, donde las operaciones resultan más accesibles y con menores costos asociados. Esta diferencia es significativa, ya que permite a los operadores manejar riesgos técnicos y financieros de manera más controlada, lo cual podría explicar el por qué estos proyectos han tenido mayor capacidad para sostenerse en el tiempo frente a la presión de factores externos, como la caída de los precios del crudo y las complicaciones a partir de la pandemia de COVID-19.

Además, al analizar el desempeño de los operadores petroleros de contratos posteriores a la Reforma Energética de 2013, resulta evidente que aquellos que no realizaron perforación de pozos no pueden justificar la falta de descubrimientos ni atribuir su inactividad a supuestos retos geológicos. La perforación constituye la etapa crítica de la exploración donde se verifica la existencia de hidrocarburos, por lo que la ausencia de dicha actividad implica que, en la práctica, los operadores no avanzaron en el cumplimiento sustantivo de sus compromisos. En la **Tabla 3.14** y la **Tabla 3.15** se aprecia que los operadores que no realizaron perforación de pozos se concentran, en su mayoría, en áreas de aguas someras y profundas. La ausencia de esta actividad fundamental impide atribuir los nulos resultados a condiciones geológicas adversas, pues sin perforación no es posible evaluar de manera efectiva el potencial del subsuelo. En términos analíticos, la falta de perforación refleja más bien la interacción de factores externos que limitaron la disposición de los operadores a comprometer capital en proyectos de alto riesgo.

Tabla 3.14

Programa mínimo de trabajo y unidades de trabajo acreditadas

Contrato	Periodo	PMT Comprometida	UT Acreditadas	Diferencia de UT	Pozos Perforados	Ubicación
CNH-R01-L01-A2/2015	Exploración	85800	85800	0	2	Aguas Someras
CNH-R01-L03-A14/2015	Evaluación	5000	300	-4700	0	Terrestre
CNH-R01-L03-A22/2015	Evaluación	13200	14550	1350	3	Terrestre
CNH-R01-L03-A4/2015	Evaluación	9428	9450	22	0	Terrestre
CNH-R01-L04-A1.CPP/2016	Exploración	129363	142874	13511	2	Aguas Profundas
CNH-R01-L04-A1.CS/2016	Exploración	59241	4598	-54643	0	Aguas Profundas
CNH-R01-L04-A2.CPP/2016	Exploración	128986	101488	-27498	1	Aguas Profundas
CNH-R01-L04-A3.CPP/2016	Exploración	3374	4268	894	0	Aguas Profundas
CNH-R01-L04-A3.CS/2016	Exploración	57701	5867	-51834	0	Aguas Profundas
CNH-R01-L04-A4.CPP/2016	Exploración	33611	101445	67834	1	Aguas Profundas
CNH-R01-L04-A5.CS/2016	Exploración	82131	116763	34632	2	Aguas Profundas
CNH-R02-L01-A11.CS/2017	Exploración	2400	7679	5279	0	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A14.CS/2017	Exploración	38200	5703	-32497	0	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A15.CS/2017	Exploración	38800	67138	28338	1	Aguas Someras
CNH-R02-L01-A6.CS/2017	Exploración	31900	44455	12555	1	Aguas Someras
CNH-R02-L04-AP-CM-G01/2018	Exploración	103500	57459	-46041	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CM-G03/2018	Exploración	54800	55060	260	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CM-G05/2018	Exploración	6100	13752	7652	0	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018	Exploración	106700	108497	1797	1	Aguas Profundas

Nota: Esta tabla muestra el PMT comprometido, las UT acreditadas y los pozos perforados por contrato, tabla de elaboración propia con datos de la CNH²¹ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

²¹ Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

Tabla 3.15

Programa mínimo de trabajo y unidades de trabajo acreditadas

Contrato	Periodo	PMT Comprometida	UT Acreditadas	Diferencia de UT	Pozos Perforados	Ubicación
CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018	Exploración	106700	105765	-935	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G03/2018	Exploración	59200	18194	-41006	0	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018	Exploración	59200	59044	-156	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G06/2018	Exploración	11700	21070	9370	0	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G07/2018	Exploración	59200	64579	5379	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018	Exploración	106700	101990	-4710	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-PG02/2018	Exploración	56200	25590	-30610	0	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-PG03/2018	Exploración	10400	64913	54513	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-PG04/2018	Exploración	56200	77346	21146	1	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-PG06/2018	Exploración	102000	142585	40585	2	Aguas Profundas
CNH-R02-L04-AP-PG07/2018	Exploración	102000	129208	27208	1	Aguas Profundas
CNH-R03-L01-AS-B-57/2018	Exploración	1078	710	-368	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-AS-B-60/2018	Exploración	1080	740	-340	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-BG-05/2018	Exploración	2134	2392	258	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-BG-07/2018	Exploración	2128	2294	166	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-CS-01/2018	Exploración	86119	57438	-28681	1	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-CS-02/2018	Exploración	2668	4789	2121	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-CS-03/2018	Exploración	43935	3607	-40328	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-CS-04/2018	Exploración	2095	7284	5189	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018	Exploración	2504	2704	200	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018	Exploración	2062	2533	471	0	Aguas Someras
CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018	Exploración	2206	2488	282	0	Aguas Someras

Nota: Esta tabla muestra el PMT comprometido, las UT acreditadas y los pozos perforados por contrato, tabla de elaboración propia con datos de la CNH²² (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2025).

²² Cifras obtenidas el 25 de febrero de 2025, con base en el seguimiento de contratos de la CNH.

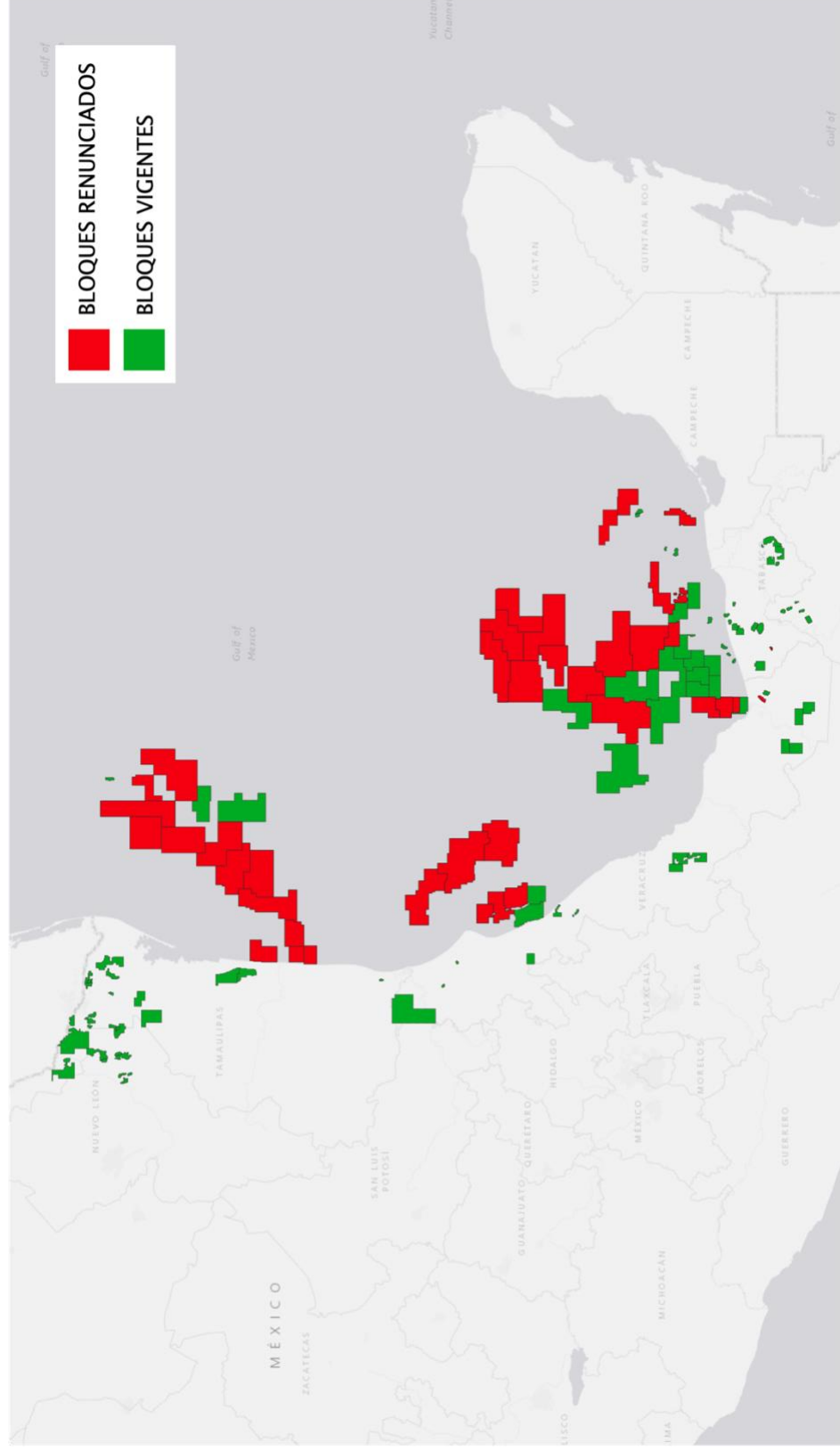
Entre estos factores destacan las dificultades operativas derivadas de la pandemia de COVID-19 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020), que interrumpió flujos de inversión y afectó la logística de las campañas exploratorias; la extensión considerable de las áreas adjudicadas frente a los plazos de exploración relativamente breves establecidos en los lineamientos de la CNH²³ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).

En conjunto, estos elementos permiten comprender que la ausencia de perforaciones no puede considerarse un indicador suficiente de inviabilidad técnica o geológica, sino más bien el resultado de un contexto complejo que limitó la capacidad de los operadores para demostrar el verdadero potencial de las áreas adjudicadas. La **Figura 3.3** y la **Figura 3.4** nos muestran las áreas contractuales tanto renunciadas como vigentes y las zonas con recurso prospectivo.

²³ El tiempo para exploración que otorgaba la CNH era de 2 años en una etapa inicial con 3 periodos adicionales prorrogables dando un total de 7 años. En contraste, tenemos a Colombia con su periodo inicial de exploración que es de 6 años en tierra y 9 años mar adentro, además de contar con periodos prorrogables adicionales. Véase: https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf

Figura 3.3

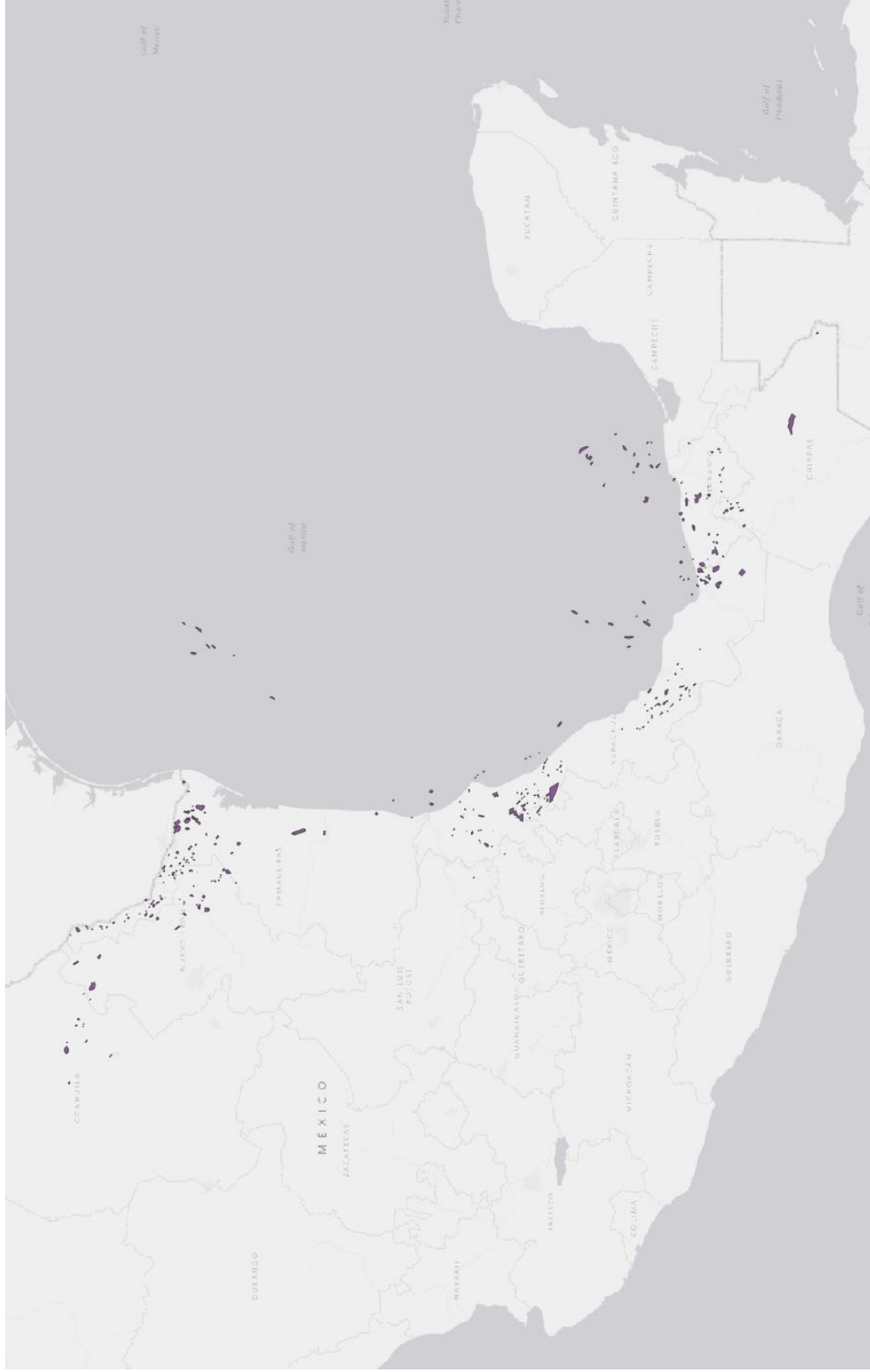
Mapa con bloques vigentes y renunciados



Nota: Este mapa muestra los bloques de los contratos que están vigentes y los contratos renunciados dándonos una idea de la diferencia en la extensión territorial, mapa de elaboración propia con datos del CNIH (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos., 2025)

Figura 3.4

Mapa que muestra las zonas con recurso



Nota: Este mapa muestra las zonas con recursos, mapa de elaboración propia con datos del CNIH (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos., 2025)

3.6. ENTORNO POLÍTICO INCIERTO

Las consecuencias de este entorno político, sumado a los factores económicos y operativos previamente señalados, han sido notorias en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en México. La falta de continuidad en las rondas licitatorias y la ola de renuncias limitaron el ritmo de incorporación de nuevas reservas al balance nacional, lo que compromete la seguridad energética a mediano y largo plazo. En lugar de consolidar un flujo constante de inversiones en exploración, fundamental para descubrir yacimientos en áreas complejas como aguas profundas, se interrumpió el ciclo natural de riesgo y aprendizaje que caracteriza a esta industria.

Con o sin intervención del sector privado, el impacto se hace evidente. La empresa estatal, PEMEX, enfrenta restricciones financieras y operativas que limitan su capacidad para sustituir la inversión que originalmente se esperaba de los operadores privados. Esto significa que la carga de explorar áreas extensas y de alta complejidad geológica recae sobre una sola entidad, lo cual reduce las probabilidades de éxito y ralentiza el desarrollo de proyectos.

La evolución de los contratos petroleros en México ha estado marcada no solo por factores técnicos y económicos, sino también por el contexto político. Durante el sexenio del presidente Enrique Peña Nieto, la Reforma Energética de 2013 abrió el sector a la inversión privada, pero lo hizo bajo un esquema que prioriza ingresos inmediatos para el Estado y obligaciones fiscales estrictas, lo que limitó la rentabilidad y la viabilidad de muchos proyectos en sus primeras etapas. Posteriormente, con la llegada de Andrés Manuel López Obrador, el panorama se volvió aún más complejo: el nuevo gobierno adoptó una postura abiertamente

crítica hacia los contratos, suspendió las rondas licitatorias y concentró la política energética en fortalecer a Pemex, generando un clima de desconfianza e incertidumbre que desincentiva la inversión privada. Finalmente, en el inicio del gobierno de Claudia Sheinbaum, se plantea una contra-reforma energética que busca reestructurar buena parte de la institucional creada en 2013, disolviendo órganos reguladores como la CNH y la CRE, y consolidando a un nuevo ente centralizado.

En conjunto, estas decisiones han creado un entorno político inestable donde cada sexenio ha introducido cambios sustanciales, muchos de ellos de carácter restrictivo que, sumados a los retos geológicos y a la volatilidad de los precios internacionales, explican en buena medida el aumento de las renunciadas totales a los contratos petroleros y la falta de consolidación de proyectos de largo plazo en México.

En consecuencia, la política energética actual ha generado una paradoja estructural al buscar mayor control estatal sobre los recursos, se sacrificó la diversificación de actores que hubiera permitido acelerar los descubrimientos y repartir riesgos financieros. El resultado es un horizonte con menor dinamismo exploratorio, una producción que continúa declinando en campos maduros, y la ausencia de nuevos proyectos que compensen dicha caída. Así, más que una cuestión de participación privada o pública, el problema central radica en que el país pierde oportunidades estratégicas para asegurar su abastecimiento de hidrocarburos en el futuro.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS, CASOS PRÁCTICOS Y PERSPECTIVAS FUTURAS

4.1. CASOS DE RENUNCIAS TOTALES DESDE LA REFORMA DE 2013

La revisión de los casos de renuncia total de contratos petroleros en México evidencia una constante: la combinación de riesgos geológicos, falta de hallazgos comercialmente viables y limitaciones contractuales se convirtió en el detonante para que múltiples operadores internacionales y nacionales decidieron abandonar sus compromisos. Cada caso, refleja los retos inherentes a la exploración petrolera en condiciones complejas, desde cuencas terrestres hasta aguas profundas, así como los desafíos de operar bajo un esquema contractual que no siempre ofrecía la flexibilidad necesaria.

Como se muestra en la **Figura 4.1**, se presentan los principales casos documentados, organizados por empresa, ubicación y motivos de renuncia:

Tabla 4.1

Contratos y motivos de renuncia

Empresa	Contrato	Ubicación	Motivo de renuncia
Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V.	CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018	Aguas someras, Golfo de México	No se realizaron perforaciones; estudios técnicos no identificaron yacimientos viables.
Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V.	CNH-R01-L03-A22/2015	Campo Secadero (Terrestre)	Pozos invadidos por agua de baja salinidad; ausencia de reservas explotables.
PC Carigali México Operations, S.A. de C.V.	CNH-R02-L04-AP-CS-G07/2018	Aguas profundas, Cuenca Salina	Alto riesgo geológico; mala calidad de roca almacén y migración de hidrocarburos.
Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018	Aguas profundas, Cuenca Salina	Pozo Jokol-1EXP con resultados negativos; yacimientos de bajo espesor y mala calidad.
Hokchi Energy, S.A. de C.V.	CNH-R01-L01-A2/2015	Aguas someras, Cuencas del Sureste	Pozos sin descubrimientos comerciales; no se solicitó prórroga de exploración.
Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	CNH-R02-L04-AP-PG02/2018	Aguas profundas, Área Perdido	Finalizó periodo de exploración sin prórroga; prospección limitada.
Eni México, S. de R.L. de C.V.	CNH-R03-L01-G-CS-01/2018	Aguas someras, Cuencas del Sureste	Sin reservas viables; no se solicitó periodo adicional de exploración.
TotalEnergies EP México, S.A. de C.V.	CNH-R01-L04-A1.CS/2016	Aguas profundas, Cuenca Salina	Incumplimiento del PMT (déficit 54,643 UT); multa de 45.7 MUSD.
Equinor Upstream México, S.A. de C.V.	CNH-R01-L04-A3.CS/2016	Aguas profundas, Cuenca Salina	Renuncia irrevocable en 2021; incumplimiento del PMT (déficit 51,834 UT).
Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.	CNH-R02-L04-AP-CS-G03/2018	Aguas profundas, Cuenca Salina	Renuncia irrevocable en 2023; sin descubrimientos viables tras modificaciones al plan.

Nota: La tabla compila una selección de contratos indistinta para comparar sus motivos de renuncia, tabla de elaboración propia con datos de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos , 2025).

El análisis comparado de los diez contratos evidencia que las renunciaciones no deben entenderse de manera homogénea ni reducirse a un simple “fracaso” exploratorio. Mientras que en casos como Hokchi, PC Carigali, Eni o Shell²⁴, las perforaciones demostraron de forma objetiva la inviabilidad técnica de los proyectos, en otros como Capricorn, Shell (PG02), TotalEnergies y Equinor²⁵, las decisiones de salida ocurrieron sin perforación, lo cual refleja tanto limitaciones del diseño contractual (plazos poco flexibles y exigencias del PMT) como factores financieros y de gestión corporativa. Esta diferencia, sugiere que el marco regulatorio mexicano no logró balancear adecuadamente la distribución de riesgos entre el Estado y los operadores, lo que a su vez plantea interrogantes sobre la eficacia del modelo para atraer inversión sostenida en áreas de alto riesgo exploratorio (Órgano de Gobierno, 2022) (Órgano de Gobierno, 2023) (Órgano de Gobierno, 2024) (Órgano de Gobierno, 2024) (Órgano de Gobierno, 2019) (Órgano de Gobierno, 2024) (Órgano de Gobierno, 2024) (Órgano de Gobierno, 2023) (Órgano de Gobierno, 2022) (Órgano de Gobierno, 2023).

²⁴ Con perforación: Hokchi, PC Carigali, Eni y Shell comprobaron la ausencia de hidrocarburos en cantidades comercialmente explotables, justificando su salida con resultados técnicos.

²⁵ Sin perforación: Capricorn, Shell (PG02), TotalEnergies y Equinor renunciaron sin agotar la exploración, en algunos casos incumpliendo su Programa Mínimo de Trabajo, lo que evidencia que no todos los proyectos fracasaron por condiciones geológicas, sino también por factores económicos y contractuales.

4.2.EL FUTURO DEL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO

Aunque la nueva reforma prioriza al Estado, aún existen oportunidades para impulsar el desarrollo del sector de hidrocarburos con participación privada, especialmente en áreas con alto potencial no desarrollado como las propuestas en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2

Propuestas

Área de oportunidad	Descripción	Beneficio esperado
Áreas terrestres y campos maduros	Aprovechamiento de campos con potencial de recuperación secundaria o terciaria, bajo condiciones contractuales más flexibles.	Incremento de la producción con menores riesgos geológicos y costos más controlados.
Rondas por invitación directa	Licitaciones específicas con participación mayoritaria de Pemex, compartiendo riesgo e inversión con privados.	Mayor colaboración entre Estado y privados, con menor exposición financiera para Pemex.
Infraestructura conjunta	Desarrollo de ductos, almacenamiento y sistemas de evacuación de crudo en regiones con bajo acceso logístico.	Reducción de costos operativos y mejora en la rentabilidad de proyectos.
Proyectos de recuperación mejorada	Aplicación de tecnología avanzada de recuperación secundaria/terciaria con criterios ambientales.	Aumento de factores de recuperación y alineación con objetivos de transición energética.
Optimización del portafolio contractual	Permitir cesión parcial de áreas no prioritarias por parte de operadores sin perder relación contractual.	Flexibilidad para los operadores y mejor asignación de recursos en áreas de mayor interés.

Nota: La tabla muestra una serie de propuestas para volver más atractivo al sector energético mexicano antes la inversión privada, tabla de elaboración propia.

El sector energético mexicano enfrenta un futuro complejo y al mismo tiempo lleno de oportunidades. La Reforma Energética de 2013, abrió la puerta a la participación privada en exploración y producción, pero no logró mostrar con claridad su potencial debido a factores como el diseño fiscal orientado a ingresos inmediatos, la excesiva extensión de áreas adjudicadas y los tiempos reducidos para su desarrollo. Estas condiciones limitan los resultados esperados y contribuyeron a que varios contratos fueran renunciados.

Con la reciente Reforma Energética de 2024, actualmente en proceso de implementación, se espera que se corrijan algunas de las deficiencias del esquema anterior (Secretaría de Gobernación, 2024). La inclusión de contratos mixtos, que permiten mayor flexibilidad en los modelos de asociación entre el Estado y los privados, podría ofrecer condiciones más favorables para atraer inversiones y garantizar que los proyectos de exploración y producción avancen con un mejor equilibrio entre riesgo, rentabilidad y beneficios para la Nación.

En este sentido, el reto inmediato será evaluar si el nuevo marco regulatorio logra brindar certidumbre a los operadores y genera un ambiente competitivo que fomenta el desarrollo tecnológico, la exploración en áreas complejas y, en última instancia, la seguridad energética del país.

4.3.RECOMENDACIONES PARA MEJORAR EL MARCO REGULATORIO Y EVITAR RENUNCIAS

Uno de los aprendizajes más importantes de la primera etapa de apertura energética es que un marco fiscal y contractual demasiado rígido puede desalentar la continuidad de los proyectos. Para evitar nuevas renunciaciones, resulta clave diseñar esquemas más realistas y atractivos para los operadores.

Entre las principales recomendaciones destacan el reducir la extensión de las áreas adjudicadas para que los trabajos de exploración se concentren en zonas con mayor potencial, evitando así compromisos territoriales excesivos que aumenten el riesgo operativo y financiero. Asimismo, se requiere establecer plazos razonables para la fase exploratoria, de manera que las empresas dispongan del tiempo suficiente para desplegar tecnología, realizar estudios sísmicos e interpretar datos de manera adecuada antes de tomar decisiones de inversión.

De igual forma, se sugiere avanzar hacia una mayor transparencia y estabilidad en las reglas del juego, evitando cambios constantes en la política energética que puedan generar incertidumbre. Un marco regulatorio estable no sólo fortalecería la confianza de los inversionistas, sino que también garantiza que los beneficios para el Estado se materialicen en el mediano y largo plazo.

4.4.OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LA ATRACCIÓN DE INVERSIÓN Y DESARROLLO EN NUEVOS PROYECTOS.

El rediseño institucional que plantea la Reforma Energética de 2024 abre la puerta a nuevas oportunidades para atraer capital y tecnología. Los contratos mixtos representan un mecanismo intermedio que puede equilibrar las necesidades de ingresos del Estado con los intereses de rentabilidad de los privados, generando incentivos para invertir en áreas de mayor complejidad geológica, como aguas profundas o campos no convencionales (Secretaría del Consejo de Administración, 2025).

Además, la experiencia adquirida en los contratos vigentes ha permitido generar información valiosa sobre las cuencas mexicanas, lo que coloca al país en una posición más competitiva frente a otros destinos de inversión. Aprovechar este aprendizaje, junto con el diseño de condiciones más flexibles y colaborativas, permitirá consolidar un portafolio de proyectos más sólido.

En conjunto, si México logra alinear el nuevo marco regulatorio con un entorno político más estable, existe un potencial significativo para recuperar la confianza de los inversionistas, incrementar la exploración y fortalecer la producción nacional de hidrocarburos, asegurando así la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo.

CAPÍTULO 5. PANORAMA INTERNACIONAL

México no es el único país que enfrenta diversos retos en el desarrollo energético; muchos países productores que se han abierto a la inversión privada en el sector energético también se han enfrentado a casos similares en los cuáles los Operadores han presentado diversos retos debido a factores económicos, técnicos, regulatorios y operativos. Estos casos pueden ayudarnos a entender patrones en común y desarrollar propuestas que contribuyan a la mejora de la industria.

5.1.COLOMBIA: INCERTIDUMBRE POLÍTICA, IMPUESTOS ELEVADOS E INSEGURIDAD

En Colombia, el Ministerio de Minas y Energía (MME) (Ministerio de Minas y Energía, 2025), junto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2025), constituyen las principales instituciones encargadas de formular la política energética y supervisar las actividades de exploración, extracción y suministro de hidrocarburos. El marco regulatorio que sustenta a la industria se encuentra en el Código Petrolero, instrumento que define la propiedad estatal de los recursos del subsuelo, al igual que en México (Departamento Administrativo de la Función Pública, 1953, 20 de abril). En este contexto, la ANH es responsable de otorgar a empresas nacionales e internacionales los derechos de exploración y producción en áreas determinadas, bajo el cumplimiento de requisitos jurídicos, financieros, operativos y socioambientales, así como mediante el cobro de regalías, impuestos y demás contraprestaciones en función del tipo y volumen de hidrocarburo extraído.

En noviembre de 2022, el Congreso aprobó una reforma tributaria propuesta por el presidente Gustavo Petro, cuyo eje principal fue la implementación de la Tasa Efectiva de Tributación (TET) (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2022). Esta medida buscó incrementar los ingresos fiscales en aproximadamente 200 billones de pesos colombianos (alrededor de 4,000 millones de dólares anuales), principalmente mediante un aumento en la carga impositiva a los operadores. La TET establece una contribución adicional escalonada de un 5% cuando los precios internacionales del crudo se ubican entre 67.3 y 75 USD por barril, un 10% cuando oscilan entre 75 y 82.2 USD, y hasta un 15% cuando superan los 82.2 USD por barril. El gobierno justificó esta política en la necesidad de destinar mayores recursos a programas sociales. Sin embargo, el incremento de los impuestos ha generado tensiones con el sector privado, que percibe un desincentivo a la inversión (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2022).

Paralelamente, la administración del presidente Petro anunció que no se firmarán nuevos contratos de exploración y extracción, más allá de los previamente adjudicados, con el argumento de priorizar la explotación de los yacimientos existentes. Esta decisión ha sido cuestionada por la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, ya que se estima como consecuencia la limitación de la expansión exploratoria. La preocupación aumenta ante el hecho de que la producción de los campos actuales muestra una tendencia al alza, con un incremento del 2% en contraste al declive de entre 15% y 20%, demostrando que el sector privado hace un gran esfuerzo en contribuir al sector energético colombiano pese al recorte presupuestario debido a la TET (Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, 2023).

En contraste, durante el periodo 2019–2022 se llevaron a cabo diversas rondas de licitación con resultados relevantes. En 2019 se adjudicaron 29 contratos; en 2021 se sumaron 32 bloques adicionales, de los cuales 25 fueron asignados a operadores extranjeros; y en 2022 se adjudicaron 4 áreas más. Estos procesos evidencian que, a pesar de la incertidumbre política y regulatoria, el país mantiene cierto atractivo para la inversión internacional, particularmente de grandes petroleras interesadas en el potencial de sus reservas (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022).

No obstante, los desafíos en Colombia no se limitan al plano económico o normativo. Factores de seguridad y conflictividad social han afectado históricamente a la industria petrolera. Entre 2017 y 2018, el oleoducto Caño Limón–Coveñas, fue blanco de más de 80 ataques atribuidos al Ejército de Liberación Nacional (ELN), ocasionando interrupciones equivalentes a medio año de operaciones. Incluso en 2020 se reportaron 29 incidentes adicionales, algunos con derrames que contaminaron ríos y provocaron incendios. Estas vulnerabilidades en la infraestructura crítica incrementan los costos de operación y dificultan la continuidad del suministro (International Energy Agency, 2023) (Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, 2023).

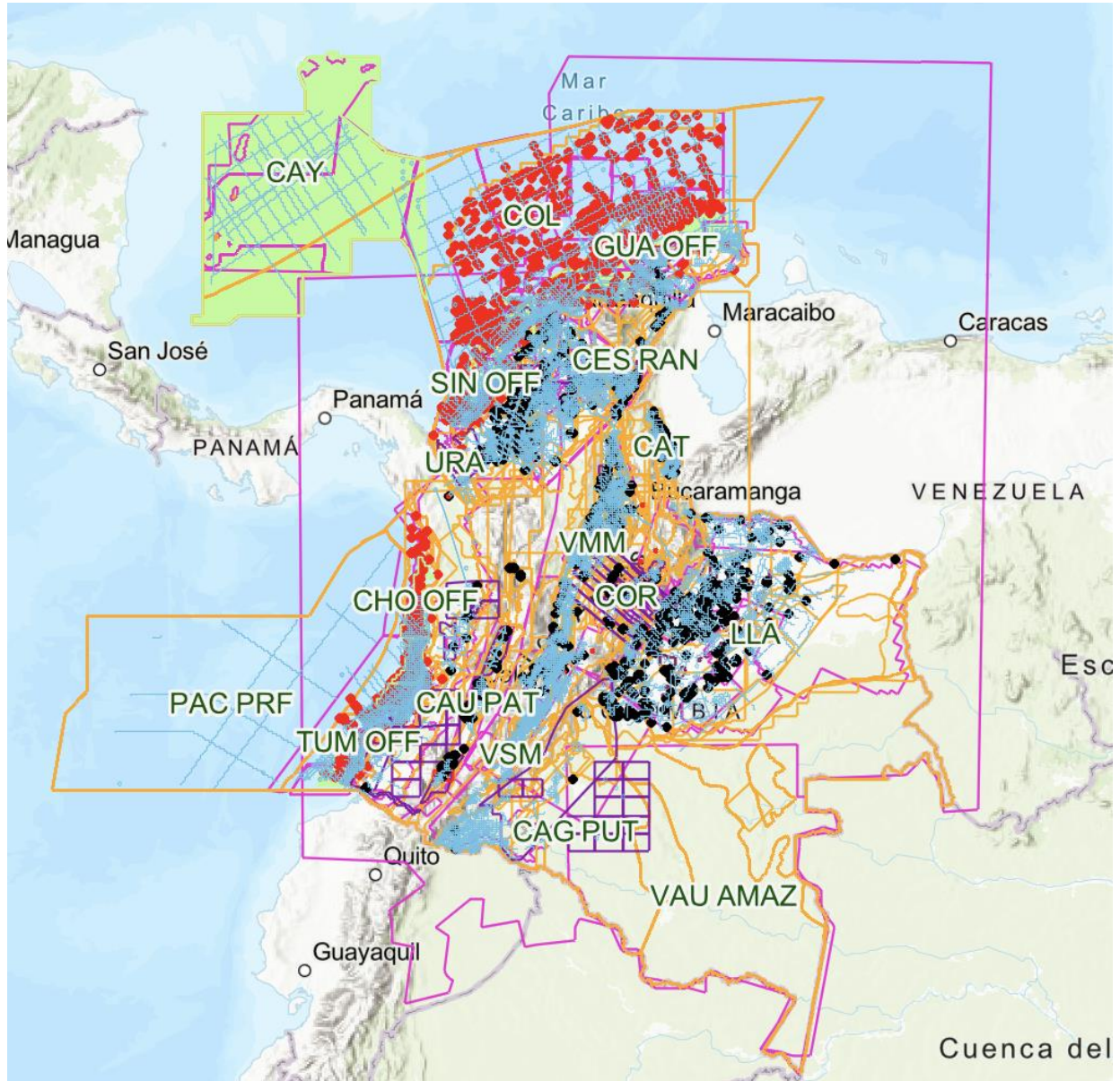
Finalmente, a los problemas de seguridad se suman los conflictos laborales y sociales. A inicios de 2018, Ecopetrol se vio obligada a suspender la producción en campos clave como Castillas, Chichimene y CPO–9 debido a protestas violentas de carácter laboral. Estos episodios reflejan cómo la estabilidad de la industria colombiana depende no solo de un marco fiscal y regulatorio atractivo, sino también de la gobernabilidad en los territorios productores, la

gestión de conflictos sociales y la mitigación de riesgos de seguridad (Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, 2023).

En conjunto, la experiencia de Colombia ilustra un sector con gran potencial de atracción de inversión y desarrollo, pero sujeto a incertidumbres políticas, fiscales y de seguridad que condicionan el desempeño de los proyectos y generan tensiones similares a las observadas en otros países latinoamericanos, incluido México. La **Figura 5.1** muestra la extensión territorial de Colombia y la actividad en el sector energético.

Figura 5.1

Mapa del sector energético de Colombia



Nota: Esta imagen sirve como referencia para darnos una idea de la gran extensión territorial que posee Colombia, captura de pantalla tomada de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2025).

5.2. BRASIL: MODELO FLEXIBLE Y CAPTACIÓN DE INVERSIONES

En Brasil, los procesos de licitación y regulación de contratos petroleros están a cargo de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) (Ministério de Minas e Energia, 2025) en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía (MME) (Ministério de Minas e Energia, 2025). A partir de la Resolución CNPE n° 17/2017 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2017, 8 de junio), se implementó la modalidad de oferta permanente de bloques exploratorios y áreas marginales, mecanismo diseñado para la concesión de contratos de exploración, recuperación y producción de petróleo y gas natural. Desde entonces, este esquema se ha consolidado como el principal modelo de licitación en el país.

El artículo 4 de la resolución, posteriormente modificado por la CNPE n° 27/2021 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2021, 9 de diciembre), faculta a la ANP a definir y licitar bloques en cualquier cuenca terrestre o marítima, así como campos devueltos o en proceso de devolución. No obstante, el inciso II de dicho artículo excluye expresamente las áreas de pré-sal y aquellas consideradas estratégicas, las cuales permanecen bajo un régimen diferenciado.

Dentro de este esquema, Brasil distingue dos modalidades: la Oferta Permanente de Concesión (OPC) y la Oferta Permanente de Distribución de Producción (OPP) (Ministério de Minas e Energia, 2025). La primera se caracteriza por la disponibilidad continua de áreas bajo régimen de concesión, sin necesidad de esperar rondas de licitación específicas, lo que brinda a los operadores, mayor flexibilidad para planear sus inversiones. En cambio, la modalidad de

distribución de producción implica que una parte de los volúmenes extraídos se asignen a diferentes actores, incluyendo el gobierno, las empresas concesionarias y, en algunos casos, comunidades locales. Así, este sistema garantiza una distribución constante de beneficios derivados de la explotación de hidrocarburos.

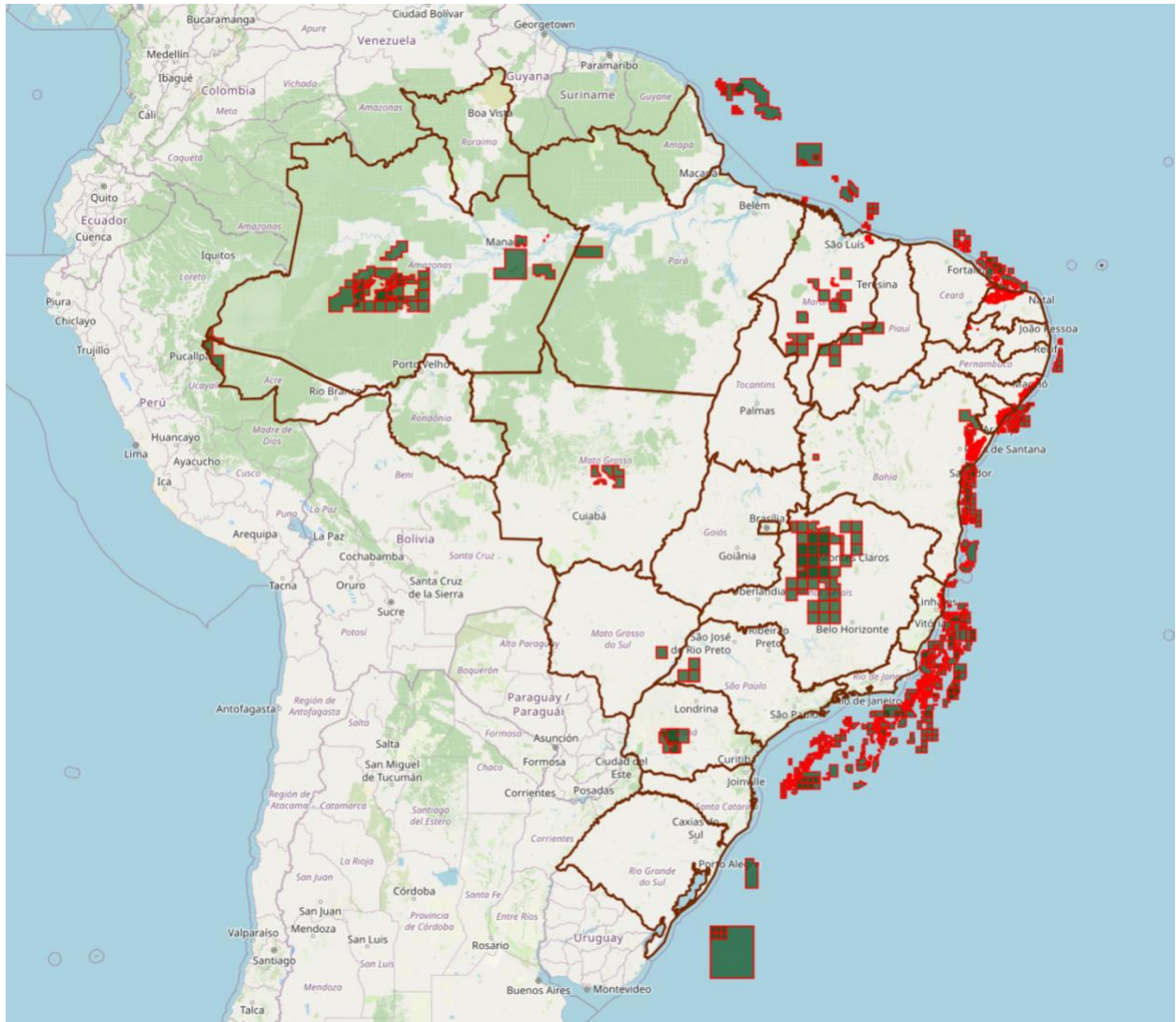
La oferta permanente ha demostrado ser una herramienta clave para dinamizar el sector energético brasileño. Al reincorporar bloques devueltos bajo un proceso transparente y continuo, el país evita que los recursos permanezcan inactivos, diversifica el perfil de las empresas participantes y mantiene abierto el flujo de inversiones. Un ejemplo es el quinto ciclo de oferta permanente (2025) (Ministério de Minas e Energia, 2021), en el que se pusieron a disposición 332 bloques exploratorios y 33 áreas con acumulaciones marginales, muchos de ellos previamente devueltos por operadores. Este resultado evidencia la capacidad del mecanismo para reactivar áreas que, de otra forma, habrían quedado sin aprovecharse.

Asimismo, la inclusión de áreas con acumulaciones marginales en cuencas maduras ha permitido ampliar la participación de pequeñas y medianas empresas con experiencia en recuperación secundaria o terciaria. De este modo, el modelo no solo fomenta la continuidad de actividades de exploración y producción en regiones con trayectoria petrolera, sino que también genera impactos socioeconómicos positivos al mantener empleos, inversiones locales y la actividad económica en comunidades tradicionalmente vinculadas con la industria (Ministério de Minas e Energia, 2021).

En conjunto, el esquema brasileño de oferta permanente constituye un instrumento innovador que combina apertura a nuevos actores, aprovechamiento de recursos previamente subutilizados y fortalecimiento del marco regulatorio, consolidando al país como un referente regional en materia de licitación petrolera. La **Figura 5.2** muestra la extensión territorial de Brasil y los bloques devueltos al Estado.

Figura 5.2

Mapa con bloques de exploración y producción devueltos



Nota: La imagen muestra no sólo la extensión territorial de Brasil, también nos permite observar los bloques de exploración y producción que han sido devueltos, captura de pantalla tomada de la ANP (Ministério de Minas e Energia, 2020).

5.3.REINO UNIDO: CAMPOS MADUROS Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

De acuerdo con datos de la North Sea Transition Authority (NSTA) (North Sea Transition Authority, 2025), en el Reino Unido se registran más de 2,377 bloques con reportes de renuncia. La mayoría de estos informes comparten conclusiones similares: la madurez de los campos, los altos costos de producción y las dificultades técnicas para explotar áreas que, pese a contar con volúmenes residuales, ya no resultan económicamente viables (North Sea Transition Authority, 2024).

Entre los ejemplos más representativos se encuentran los siguientes:

- Licence P7 Subarea: 49/24a – Perenco UK Ltd (diciembre 2022): la compañía reportó el cierre de Gawain en mayo de 2014. Los estudios concluyeron que un reinicio implicaba un mayor riesgo de erosión, por lo que se decidió cesar operaciones y programar el desmantelamiento de pozos e instalaciones a partir de 2023, sujeto a aprobación de la NSTA (North Sea Transition Authority, 2022).
- Licence P236 – Bloques 211 y 211/18c EnQuest – Don’s Field (abril 2022): el área alcanzó un punto de agotamiento económico, ya que los pozos Don South, West Don y Conrie mostraron volúmenes mínimos y riesgos elevados. Por ello, la compañía concluyó que no existían más oportunidades de desarrollo y cesó oficialmente la producción (North Sea Transition Authority, 2022).
- (North Sea Transition Authority, 2022).
- Licence P1034 LAA/2021/141/1 – Alpha Petroleum Resources Limited (julio 2022): la empresa señaló que Garrow Field había llegado al final de su vida útil,

sin nuevas perspectivas identificadas, lo que motivó la renuncia (North Sea Transition Authority, 2022).

- Licence P2294 – Hurricane Energy (octubre 2022): pese al potencial geológico y los hallazgos prometedores, los riesgos asociados y los plazos de licencia llevaron a concluir que las inversiones necesarias no eran viables, lo que derivó en la devolución del bloque (North Sea Transition Authority, 2022).
- Licence P2538 – Cornerstone Oil and Gas (julio 2022): tras descubrir el pozo 211/16b-7 en la estructura Brent y evaluar la estructura Magnus, se determinó que, aunque existía potencial, los riesgos eran demasiado altos y no se ajustaban a la estrategia corporativa de la empresa (North Sea Transition Authority, 2024).

Estos casos reflejan una tendencia clara, las renunciaciones obedecen a factores estructurales como la madurez de los campos, la baja rentabilidad de las acumulaciones marginales y la falta de justificación económica para continuar con operaciones intensivas en capital.

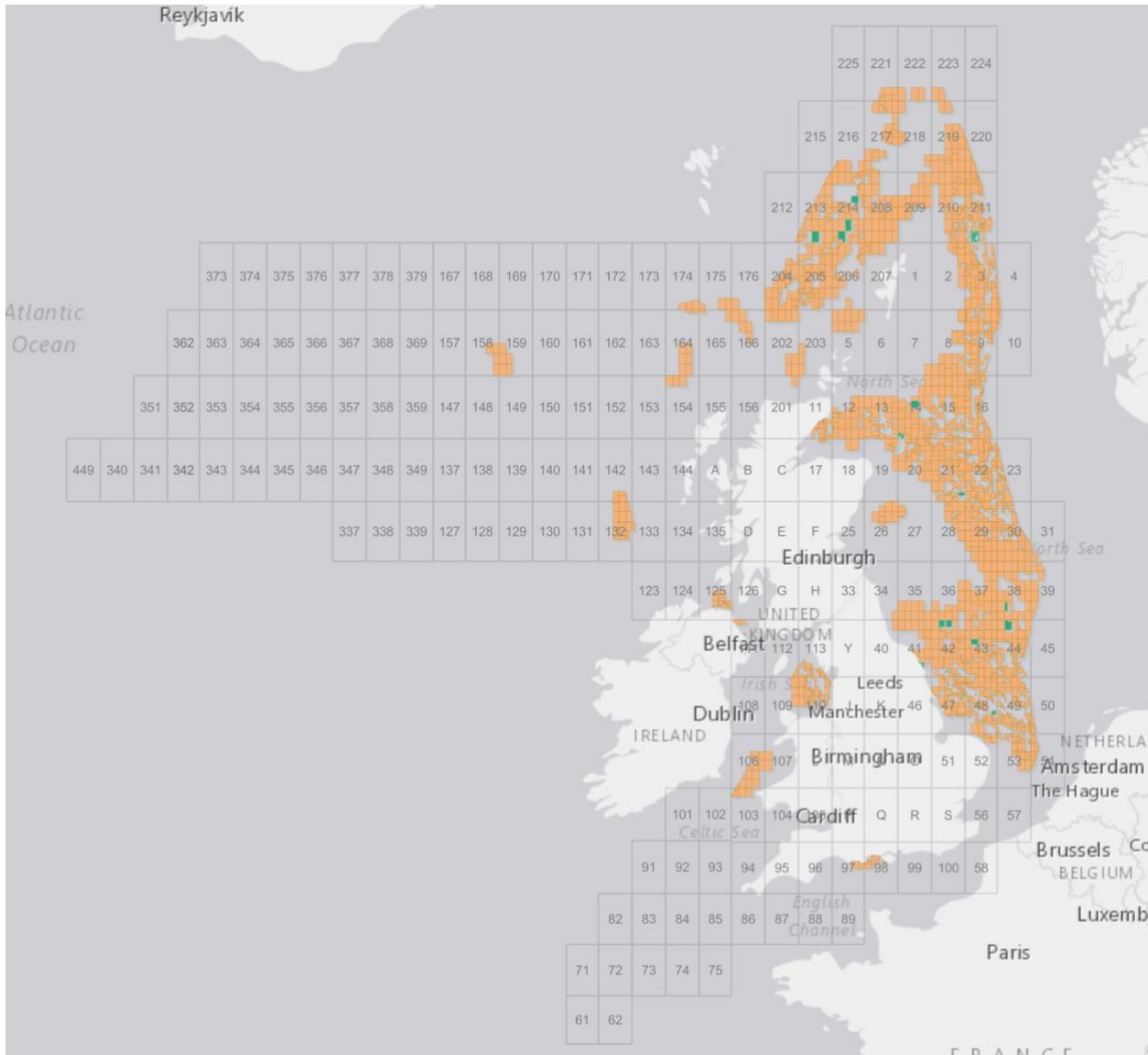
Paralelamente, el Reino Unido avanza hacia su meta de Net Zero bajo una estrategia integral definida por la NSTA. El plan contempla la descarbonización total de la electricidad para 2035, con una fuerte expansión de energías renovables, nuclear y redes, así como medidas de eficiencia energética, electrificación del transporte mediante el ZEV Mandate, y el impulso al hidrógeno bajo en carbono y la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). De manera complementaria, se refuerza la cooperación energética europea y se asegura que las rondas de

petróleo y gas sean compatibles con los objetivos climáticos (North Sea Transition Authority, s.f.).

En este contexto, la NSTA trabaja en estrecha coordinación con el Estado y el sector energético para garantizar que el petróleo y el gas, si bien seguirán formando parte de la matriz energética durante los próximos años, lo hagan bajo un marco que favorezca la transición a energías limpias. De este modo, el Reino Unido busca equilibrar la gestión de campos maduros y renuncias inevitables con una estrategia de diversificación y sostenibilidad que lo ha consolidado como uno de los países líderes en reducción de emisiones, logrando ya disminuirlas a la mitad respecto a los niveles de 1990. La **Figura 5.3** nos muestra la extensión territorial de Reino Unido y bloques con un reporte de renuncia.

Figura 5.3

Mapa de los contratos renunciados de Reino Unido



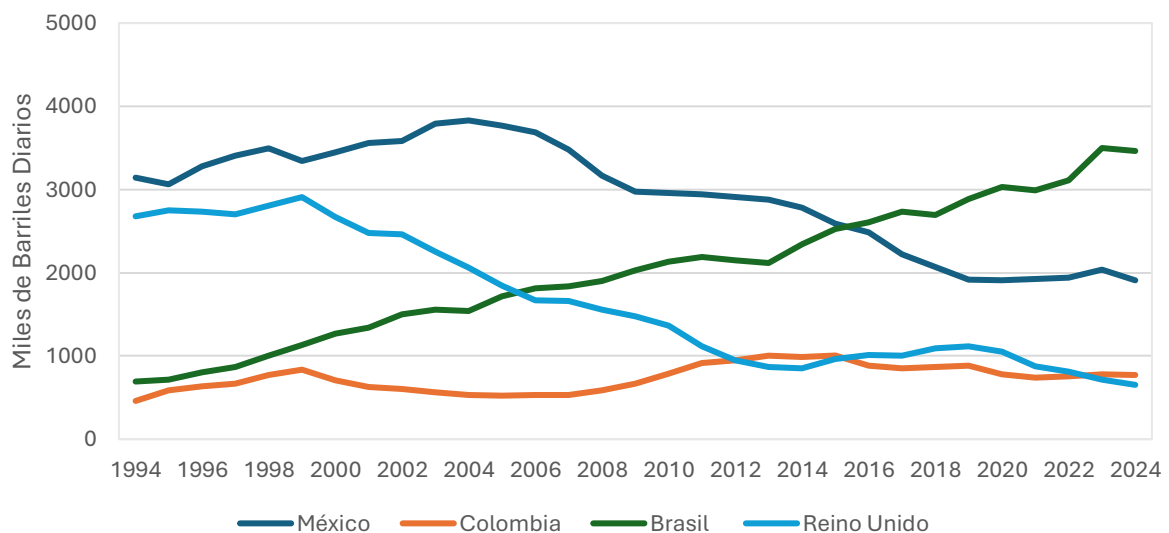
Nota: Este mapa muestra la superficie de Reino Unido y los bloques renunciados, captura de pantalla tomada de la NSTA (North Sea Transiton Authority, 2024).

5.4.COMPARACIÓN: COLOMBIA, BRASIL, REINO UNIDO Y MÉXICO.

México no ha sido el único país en modificar su marco regulatorio para maximizar la recuperación de recursos petroleros. La experiencia comparada muestra que los beneficios de una reforma energética no se obtienen de manera inmediata, sino que requieren de inversiones de largo plazo, estabilidad jurídica y un clima político favorable para los operadores. Como se muestra en la **Figura 5.4**, Brasil, Colombia y el Reino Unido constituyen referentes clave para analizar los alcances y limitaciones de la Reforma Energética mexicana de 2013.

Figura 5.4

Comparación internacional de la producción de aceite (miles de barriles diarios)



Nota: Incluye aceite crudo, querógeno, arenas bituminosas, condensados (condensados de petróleo o condensados de gas que requieren un refinado adicional) y LGN (líquidos de gas

natural: etano, GLP y nafta separados de la producción de gas natural), gráfica realizada con información estadística de BP y el Energy Institute (BP, 2005) (BP, 2015) (Energy Institute, 2025).

En Brasil, la apertura del sector se desarrolló en dos fases. La primera ocurrió con la Enmienda Constitucional nº 9/1995 y la Lei nº 9.478/1997 (Presidência da República, 1995) (Presidência da República, 1997, 6 de agosto), que eliminaron el monopolio de Petrobras, crearon instituciones como el CNPE y la ANP, y sentaron las bases de la inversión privada. Sin embargo, en 2010 se produjo una contrarreforma mediante la Lei nº 12.351/2010, que estableció el régimen de partilha de produção en el presal (Presidência da República, 2010, 22 de diciembre), devolviendo al Estado un rol central en la explotación y participación directa en los ingresos. A pesar de este vaivén regulatorio, Brasil logró mantener un crecimiento sostenido de su producción, como se observa en la gráfica comparativa.

En Colombia, la transformación se dio en 2003 con el Decreto 1760 (Función Pública, 2003), que creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y convirtió a Ecopetrol en una sociedad de carácter comercial. Este cambio atrajo inversión extranjera y permitió incrementar la producción en la primera década del siglo XXI. No obstante, el gobierno de Gustavo Petro (2022) introdujo una reforma tributaria que elevó significativamente la carga fiscal sobre los hidrocarburos e interrumpió la firma de nuevos contratos de exploración (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2022). Esta decisión, alineada con los objetivos de transición energética, ha generado incertidumbre sobre la sostenibilidad de la renta petrolera y la seguridad jurídica del sector (Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, 2023).

En México, la Reforma Energética de 2013 modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, permitiendo por primera vez en más de 70 años la participación privada bajo esquemas contractuales (Secretaría de Gobernación, 2013, 20 de diciembre). La reforma también fortaleció órganos reguladores y creó el Fondo Mexicano del Petróleo para canalizar ingresos. Sin embargo, los resultados fueron limitados: la mayoría de los contratos estaban en fase exploratoria, con plazos cortos frente a áreas demasiado grandes, y el cambio de gobierno en 2018 introdujo un discurso hostil hacia la apertura, lo que terminó la confianza de los inversionistas. Finalmente, la contrarreforma energética de 2024 dio por concluido el modelo, interrumpiendo la posibilidad de evaluar beneficios de largo plazo (Secretaría de Gobernación, 2024, 20 de diciembre).

En contraste, el Reino Unido no necesitó reformas constitucionales para abrir su sector, pues la liberalización ya se había consolidado en la década de 1980 (UK Public General Acts, 1982). El declive productivo observado a partir de 2000 obedece principalmente a factores geológicos y al agotamiento de los campos del Mar del Norte. No obstante, el Reino Unido ha sabido articular este declive con una estrategia de transición energética hacia el Net Zero, reforzando el papel de la NSTA en la gestión de licencias y el desmantelamiento de campos maduros, mientras impulsa renovables, nuclear, hidrógeno y CCUS (North Sea Transition Authority, s.f.).

La comparación entre estos países muestra tres lecciones fundamentales:

1. La apertura energética requiere estabilidad regulatoria y política para consolidar resultados (Brasil y Colombia en su primera fase).

2. Los beneficios no son inmediatos y dependen del tiempo de maduración de las inversiones (México).
3. Incluso en contextos estables, la geología y maduración de yacimientos pueden condicionar los resultados más allá del marco institucional (Reino Unido).

CONCLUSIONES

A partir del análisis desarrollado en esta investigación, es posible concluir que las renunciaciones totales a contratos petroleros en México constituyen un fenómeno que refleja tanto las condiciones técnicas de las áreas adjudicadas como las transformaciones institucionales y políticas que experimentó el sector energético después de la Reforma Energética de 2013.

En primer lugar, se identificó que una parte importante de las renunciaciones contractuales se concentró en áreas con alto riesgo exploratorio, particularmente en proyectos de aguas profundas y recursos no convencionales. Estas áreas implican elevados costos de inversión, mayores niveles de incertidumbre geológica y largos periodos para recuperar capital, factores que influyeron de manera determinante en la decisión de diversas empresas de abandonar anticipadamente los contratos adjudicados durante las rondas petroleras.

En segundo lugar, el estudio evidenció que la incertidumbre regulatoria y los cambios en la orientación de la política energética a partir de 2018 también desempeñaron un papel relevante en la dinámica de las renunciaciones contractuales. La modificación de prioridades gubernamentales, la suspensión de nuevas rondas de licitación y el fortalecimiento del papel del Estado en la conducción del sector generaron un entorno de menor certidumbre para la inversión privada, lo cual afectó los incentivos para mantener proyectos de largo plazo en etapas tempranas de exploración.

Asimismo, el análisis comparado con experiencias internacionales permitió observar que los modelos de apertura energética más exitosos suelen caracterizarse por marcos regulatorios

estables, reglas contractuales claras y esquemas de distribución de riesgos bien definidos entre el Estado y los inversionistas. En contraste, el caso mexicano mostró que la falta de continuidad institucional y la volatilidad en la política energética pueden incidir directamente en la permanencia de los operadores privados y en la viabilidad de los proyectos adjudicados.

Por otro lado, la reforma energética de 2024 marcó un punto de inflexión en la evolución del modelo energético mexicano, al reforzar la participación del Estado y redefinir el papel de las empresas privadas dentro del sector. Si bien esta reconfiguración busca fortalecer a Petróleos Mexicanos como actor central de la política energética nacional, también plantea interrogantes sobre la capacidad financiera, técnica y operativa necesaria para enfrentar los retos de exploración y producción en un contexto internacional cada vez más competitivo.

En este sentido, el fenómeno de las renunciadas contractuales analizado en esta investigación permite extraer una lección relevante para el diseño de políticas públicas en el sector energético: la explotación eficiente de los recursos petroleros requiere no solo de capacidades técnicas y financieras, sino también de instituciones sólidas, estabilidad regulatoria y esquemas de cooperación que permitan compartir riesgos entre el Estado y el sector privado. Además, surge un cuestionamiento fundamental: ¿tendrá Pemex, bajo el nuevo modelo centralizado, la solvencia económica y la capacidad operativa necesarias para cumplir con los compromisos de inversión, exploración y producción en un contexto internacional altamente competitivo? La elevada carga fiscal, el endeudamiento estructural de la empresa y las exigencias técnicas de nuevas fronteras exploratorias hacen dudar de la viabilidad de un esquema donde la empresa

productiva del Estado asuma por sí sola riesgos que tradicionalmente han requerido de asociaciones estratégicas.

Finalmente, los resultados de este trabajo sugieren que el futuro del sector petrolero mexicano dependerá en gran medida de la capacidad del país para articular una política energética de largo plazo, capaz de combinar la rectoría del Estado sobre los recursos naturales con mecanismos que fomenten la inversión, la innovación tecnológica y la transición hacia un sistema energético más sostenible.

RECOMENDACIONES AL SECTOR PÚBLICO

1. Rediseño regulatorio gradual: establecer plazos realistas de exploración y producción, reducción de km² de las áreas licitadas para mejorar la eficiencia operativa, y contratos más flexibles que se adapten al tipo de yacimiento (campos maduros, aguas profundas, no convencionales).
2. Estabilidad jurídica y política: evitar cambios abruptos en las reglas contractuales. La inversión energética depende de horizontes de 10 a 30 años, por lo que la certidumbre es indispensable.
3. Modelo de participación mixta: explorar esquemas donde Pemex conserve la mayoría en proyectos estratégicos, pero puedan compartir riesgos con privados, especialmente en recuperación mejorada y aguas profundas.
4. Aprovechamiento de lecciones internacionales: adoptar mecanismos como rondas temáticas o por invitación, la cesión parcial de áreas no prioritarias y la creación de infraestructura compartida para reducir costos.

5. Integración con transición energética: alinear el sector petrolero con metas de descarbonización, promoviendo tecnologías de bajo impacto ambiental y proyectos complementarios (hidrógeno, CCUS, almacenamiento).

RECOMENDACIONES AL SECTOR PRIVADO

1. Estrategia de largo plazo: entender que el mercado mexicano requiere paciencia; las oportunidades pueden reabrirse en esquemas híbridos o con menor escala, especialmente en campos maduros y terrestres.
2. Adaptación a la política nacional: buscar asociaciones con Pemex bajo esquemas de riesgo compartido, en lugar de esperar un retorno inmediato a contratos plenamente abiertos.
3. Especialización tecnológica: aprovechar nichos donde el sector privado tenga ventajas, como recuperación secundaria y terciaria, digitalización de operaciones, mitigación ambiental y eficiencia logística.
4. Participación en infraestructura común: proponer proyectos conjuntos de ductos, almacenamiento y evacuación de crudo, que reduzcan costos y beneficien tanto a Pemex como a privados.
5. Vinculación con la transición energética: reposicionarse no solo como operadores de petróleo, sino como socios tecnológicos en eficiencia, reducción de emisiones y nuevas fuentes de energía.

FUENTES DE CONSULTA

1. Laura Itzel Castillo. (20 de febrero de 2025). *Senadora Laura Itzel Castillo informa ruta legislativa de las reformas en materia energética*. Obtenido de Senadores morena LXVI Legislatura: <https://morena.senado.gob.mx/senadora-laura-itzel-castillo-informa-ruta-legislativa-de-las-reformas-en-materia-energetica>
2. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2025). *Shapefile Producción compartida*. Recuperado el febrero de 2025, de Mapa del seguimiento de contratos: <https://www.gob.mx/cnh/articulos/centro-nacional-de-informacion-de-hidrocarburos-cnih-64831>
3. Comisión Nacional de Energía . (s.f.). *¿Qué hacemos?* Obtenido de Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/cne>
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos . (2025). *Información general de contratos*. Recuperado el 25 de febrero de 2025, de Seguimiento de Contratos: <https://hidrocarburos.energia.gob.mx/estadisticas/>
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (6 de mayo de 2020). *Acuerdo por el que se modifica el diverso que declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos*. Recuperado el abril de 2025, de Boletín de Prensa 06/2020: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/550767/2020_Boletin_de_Prensa_006.pdf
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (25 de mayo de 2023). *Contratos Petroleros en México*. Obtenido de Tipos de Contratos petroleros: <https://hidrocarburos.energia.gob.mx/media/5831/05-06-2023-contratos-petroleros.pdf>
7. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (24 de Agosto de 2023). *Secretaría de Gobierno*. Diario Oficial de la Federación. Recuperado el enero de 2025, de Gobierno de México: <https://cnh.gob.mx/media/20314/lineamientos-de-abandono-renuncia-y-devolucion.pdf>
8. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2025). *Base de datos resumen de Contraprestaciones recibidas por el FMPED por contrato*. Recuperado el febrero de 2025, de Ingresos del Estado: <https://hidrocarburos.energia.gob.mx/estadisticas/>
9. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2025). *Inversiones Ejercidas en Contratos de Exploración*. Recuperado el febrero de 2025, de Inversiones Ejercidas: <https://hidrocarburos.energia.gob.mx/estadisticas/>
10. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). *INTRODUCCIÓN A LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS*. Recuperado el mayo de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/484411/01-Introduccio_n_a_la_Comisio_n_Nacional_de_Hidrocarburos__1_.pdf
11. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). *¿Qué hacemos?* Obtenido de Gobierno de México: <https://www.gob.mx/cnh/que-hacemos>
12. Comisión Reguladora de Energía. (s.f.). *¿Qué hacemos?* Obtenido de Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/cre>
13. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. (2017, 8 de junio). *RESOLUÇÃO No 17, DE 8 DE JUNHO DE 2017*. Brasil: Ministério de Minas e Energia. Obtenido de <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/resolucao-cnpe-17-2017.pdf>

14. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. (2021, 9 de diciembre). *Resolução nº 27, 09/12/2021*. Ministério de Minas e Energia.
15. Órgano de Gobierno. (2 de octubre de 2019). *RESOLUCIÓN CNH.E.59.004/19 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR RENUNCIA A LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL, RESPECTO DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCI*. Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/510790/II.5_Resolucion_CNH.E.59.004-19.pdf
16. Órgano de Gobierno. (2022). Recuperado el febrer de 2025, de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/791330/II.13_Resolucion_CNH.E.91.014-2022.pdf
17. Órgano de Gobierno. (13 de octubre de 2022). *ACUERDO CNH.200.005/2022 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS ADOPTA MEDIDAS DE EMERGENCIA EN RELACIÓN CON LA DETERMINACIÓN DE LA PENA CONVENCIONAL POR INCUMPLIMIENTO AL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO Y SU INCREMENTO RESPECTO DEL CONTRATO PARA LA* . Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/774848/7._Anexo_4_-_Acuerdo_CNH.200.005-2022.pdf
18. Órgano de Gobierno. (2022). *RESOLUCIÓN CNH.E.91.014/2022 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR RENUNCIA A LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL, RESPECTO DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRAC*. Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos.
19. Órgano de Gobierno. (21 de febrero de 2023). *ACUERDO CNH.200.018/2023 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS ADOPTA MEDIDAS DE EMERGENCIA EN RELACIÓN CON LA ACTUALIZACIÓN DEL MONTO DE LA PENA CONVENCIONAL DETERMINADA POR EL INCUMPLIMIENTO AL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO Y SU INCREMENTO RESPE*. Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/808684/6._Anexo_2_Acuerdo_CNH.200.018-2023.pdf
20. Órgano de Gobierno. (2023). *RESOLUCIÓN CNH.35.01/2023 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR DEVOLUCIÓN DE LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL DEL CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BA*. Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856285/II.1_Resolucion_CNH.35.01-2023.pdf
21. Órgano de Gobierno. (7 de septiembre de 2023). *RESOLUCIÓN CNH.37.02/2023 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR*

- RENUNCIA DE LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDR.* Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/859157/II.2_Resolucion_CNH.37.02-2023.pdf
22. Órgano de Gobierno. (22 de febrero de 2024). *RESOLUCIÓN CNH.09.08/2024 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR DEVOLUCIÓN DE LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HI.* Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/900625/II.8_Resolucion_CNH.09.08-2024.pdf
23. Órgano de Gobierno. (2024). *RESOLUCIÓN CNH.10.08/2024 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR RENUNCIA A LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDRO.* Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/903921/II.8_Resolucion_CNH.10.08-2024.pdf
24. Órgano de Gobierno. (2024). *RESOLUCIÓN CNH.10.09/2024 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR RENUNCIA A LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDRO.* Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/903907/II.9_Resolucion_CNH.10.09-2024.pdf
25. Órgano de Gobierno. (7 de marzo de 2024). *RESOLUCIÓN CNH.13.03/2024 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INICIA E INSTRUYE LA TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE TERMINACIÓN ANTICIPADA POR DEVOLUCIÓN DE LA TOTALIDAD DEL ÁREA CONTRACTUAL DEL CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HI.* Recuperado el enero de 2025, de Comisión Nacional de Hidrocarburos:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/908265/II.3_Resolucion_CNH.13.03-2024.pdf
26. Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (s.f.). *¿Qué hacemos?* Obtenido de Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales: <https://www.gob.mx/asea>
27. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (12 de diciembre de 2022). *Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa.* Recuperado el junio de 2025, de Ministerio de Minas y Energía:
https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf
28. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). *ESTUDIOS ANH - VICEPRESIDENCIA TÉCNICA DIVULGACIÓN Y APROPIACIÓN DEL CONOCIMIENTO.* Recuperado el

- junio de 2025, de Estudios ANH:
<https://experience.arcgis.com/experience/b4cebb9e9f8743e5b0d75264121d93bc/>
29. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). *Misión y Visión*. Recuperado el junio de 2025, de Energía: <https://www.anh.gov.co/es/la-anh/mision-y-vision/>
 30. Asociación Colombiana de Petróleo y Gas. (febrero de 2023). *TENDENCIAS DE INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P) DE PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA 2022 Y PERSPECTIVAS 2023*. Recuperado el junio de 2025, de Informe económico: <https://acp.com.co/portal/wp-content/uploads/2023/02/TENDENCIAS-DE-INVERSION-EN-EXPLORACION-Y-PRODUCCION-EP-DE-PETROLEO-Y-GAS-EN-COLOMBIA-2022-Y-PERSPECTIVAS-2023.pdf>
 31. BP. (junio de 2005). *Putting energy in the spotlight BP Statistical Review of World Energy June 2005*. Recuperado el julio de 2025, de Stanford University: <http://large.stanford.edu/courses/2023/ph240/ruppert2/docs/bp-2005.pdf>
 32. BP. (junio de 2015). *BP Statistical Review of World Energy June 2015*. Recuperado el julio de 2025, de Stanford University: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/zerkalov2/docs/bp2015.pdf>
 33. Departamento Administrativo de la Función Pública. (1953, 20 de abril). *Decreto 1056 de 1953*. Colombia.
 34. Energy Institute. (2025). *2025 | 74th edition Statistical Review of World Energy*. Recuperado el julio de 2025, de Statistical Review of World Energy: <https://www.energyinst.org/statistical-review>
 35. Fondo Monetario Internacional. (2025). *Crude Oil Prices: Brent - Europe (DCOILBRETEU)*. Recuperado el abril de 2025, de Federal Reserve Bank of St. Louis: <https://fred.stlouisfed.org/series/DCOILBRETEU>
 36. Fondo Monetario Internacional. (2025). *Global price of Dubai Crude (POILDUBUSDM)*. Recuperado el abril de 2025, de Federal Reserve Bank of St. Louis: <https://fred.stlouisfed.org/series/POILDUBUSDM>
 37. Fondo Monetario Internacional. (2025). *Global price of WTI Crude (POILWTIUSDM)*. Recuperado el abril de 2025, de Federal Reserve Bank of St. Louis: <https://fred.stlouisfed.org/series/POILWTIUSDM>
 38. Función Pública. (junio de 2003). *Modificado en lo pertinente por el Artículo 43 del Decreto 409 de 2006. "Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de E*. Recuperado el julio de 2025, de DECRETO 1760 DE 2003: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=65495#:~:text=Su%20tema%3A%20Estructura%20Orgánica-,Por%20el%20cual%20se%20escinde%20la%20Empresa%20Colombiana%20de%20Petróleos,de%20Energía%20de%20Colombia%20S.%20A.>
 39. Hidrocarburos, C. N. (24 de Agosto de 2023). *Gobierno de México*. Obtenido de Gobierno de México: <https://cnh.gob.mx/media/20314/lineamientos-de-abandono-renuncia-y-devolucion.pdf>
 40. International Energy Agency. (Septiembre de 2023). *Oil Security*. Recuperado el julio de 2025, de Colombia 2023: <https://www.iea.org/reports/colombia-2023>
 41. Kovacs, T. R. (6 de marzo de 2014). *Auges petroleros en México: sucesos fugaces*. Obtenido de Revista Economía UNAM:

- https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-952X2013000200003#notas
42. Ministerio de Hacienda y Credito Público. (2022). *Tasa Efectiva de Tributación para la extracción de hidrocarburos y carbón en Colombia*. Colombia.
 43. Ministerio de Hacienda y Credito Público. (2022). *Tasa Efectiva de Tributación para la extracción de hidrocarburos y carbón en Colombia*. Recuperado el julio de 2025, de MinHacienda:
<https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.minhacienda.gov.co/documents/d/portal/2022-11-08-memo-tet-minero-energetico-sin-regalias-%3Fdownload%3Dtrue&ved=2ahUKEwib-5rs3tGPaxU6KEQIHrXOrUQFnoECBYQAQ&usg=AOvVaw1fmz4jbd3BE>
 44. Ministério de Minas e Energia. (11 de noviembre de 2020). *GeoMaps anp*. Recuperado el julio de 2025, de Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/geomapsanp>
 45. Ministério de Minas e Energia. (7 de Julio de 2021). *Áreas com Acumulações Marginais*. Recuperado el Junio de 2025, de Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/areas-com-acumulacoes-marginais>
 46. Ministério de Minas e Energia. (15 de diciembre de 2021). *5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão*. Recuperado el junio de 2025, de Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/5o-ciclo-da-oferta-permanente-de-concessao>
 47. Ministério de Minas e Energia. (2025). Recuperado el junio de 2025, de <https://www.gov.br/anp/pt-br>
 48. Ministério de Minas e Energia. (2025). *OFERTA PERMANENTE Brasil*. Recuperado el julio de 2025, de Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/oferta-permanente>
 49. Ministério de Minas e Energia. (2025). *Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - SNPGB*. Recuperado el junio de 2025, de Governo Federal: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis>
 50. Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Funcionamiento del Sector*. Recuperado el junio de 2025, de Energía: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/>
 51. North Sea Transition Authority. (diciembre de 2022). *Licence P.7 Relinquishment Report Subareas: 49/24a*. Recuperado el julio de 2025, de North Sea Transition Authority Relinquishment Report: <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/apps/05b40d18ceb140f59437689b05090dc8/explore>
 52. North Sea Transition Authority. (Julio de 2022). *P1034 Relinquishment Report (Garrow Field) LAA/2021/141/1 APR_TORS_PMGT_016*. Recuperado el Julio de 2025, de North Sea Transition Authority Relinquishment report: <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/apps/05b40d18ceb140f59437689b05090dc8/explore>
 53. North Sea Transition Authority. (octubre de 2022). *Relinquishment Report: Relinquishment of Seaward Licence P2294*. Recuperado el julio de 2025, de North Sea

- Transition Authority Relinquishment Report: <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/apps/05b40d18ceb140f59437689b05090dc8/explore>
54. North Sea Transition Authority. (abril de 2022). *UKCS Licence P236, Blocks 211/18b, 211/18c Relinquishment Report*. Recuperado el julio de 2025, de North Sea Transition Authority Relinquishment Report: <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/apps/05b40d18ceb140f59437689b05090dc8/explore>
 55. North Sea Transition Authority. (febrero de 2024). *Licence P2538 Relinquishment Report*. Recuperado el julio de 2025, de North Sea Transition Authority Relinquishment Report: <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/apps/05b40d18ceb140f59437689b05090dc8/explore>
 56. North Sea Transition Authority. (2025). *What we do*. Recuperado el junio de 2025, de North Sea Transition Authority: <https://www.nstauthority.co.uk/what-we-do/>
 57. North Sea Transition Authority. (s.f.). *The NSTA is supporting the UK's drive to net zero both by accelerating the energy transition - through the integration and growth of the carbon storage and hydrogen sectors - and by working with operators to reduce emissions from oil and gas production*. Recuperado el junio de 2025, de The move to Net Zero: <https://www.nstauthority.co.uk/the-move-to-net-zero/>
 58. North Sea Transititon Authority. (18 de noviembre de 2024). *Offshore - table view*. Recuperado el julio de 2025, de North Sea Transition Authority Relinquishment Report: <https://opendata-nstauthority.hub.arcgis.com/apps/05b40d18ceb140f59437689b05090dc8/explore>
 59. Pemex. (11 de junio de 2024). *Reservas y producción de hidrocarburos totales*. Recuperado el marzo de 2025, de Base de Datos Institucional: <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>
 60. Pemex Secretaria del Consejo de Administración. (22 de abril de 2025). *Lineamientos de los Esquemas para Desarrollo Mixto de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos*. Obtenido de Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos: https://www.dof.gob.mx/2025/PEMEX/lineamien_esq_desarrollo_mixto_202504.pdf
 61. Petróleos Mexicanos. (2025). *Dirección de Planeación, Coordinación, Desempeño y Sostenibilidad Precio promedio del petróleo crudo exportado*. Recuperado el abril de 2025, de Base de Datos Institucional: <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>
 62. Petróleos Mexicanos. (2025). *Reservas y producción de hidrocarburos totales*. Recuperado el mayo de 2025, de Base de Datos Institucional: <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&cveuca=RSVREG>
 63. Presidência da República. (9 de noviembre de 1995). *Subchefia para Assuntos Jurídicos*. Recuperado el julio de 2025, de DÁ NOVA REDAÇÃO AO ART. 177 DA CONSTITUIÇÃO FEDERAL, ALTERANDO E INSERINDO PARÁGRAFOS.: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm?
 64. Presidência da República. (1997, 6 de agosto). *LEI N° 9.478 DE 06 DE AGOSTO DE 1997*. Brasil: Administração e Reforma de Estado (MARE).
 65. Presidência da República. (2010, 22 de diciembre). *LEI N° 12.351 DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010*. Brasil: MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO - MP.

66. Secretaría del Consejo de Administración. (2025). *Lineamientos de los Esquemas para el Desarrollo Mixto de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos*. Estados Unidos Mexicanos: Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.
67. Secretaría de Energía. (2013). *Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027*. Recuperado el febrero de 2025, de Prospectivas del Sector Energético: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62951/Prospectiva_de_Petr_Leo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf
68. Secretaría de Energía. (17 de junio de 2015). *Gobierno de México*. Recuperado el febrero de 2025, de Explicación ampliada de la Reforma Energética: <https://www.gob.mx/sener/documentos/explicacion-ampliada-de-la-reforma-energetica>
69. Secretaría de Energía. (2015). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029*. Recuperado el marzo de 2025, de Prospectivas del Sector Energético: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf
70. Secretaría de Energía. (2017). *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031*. Recuperado el marzo de 2025, de Prospectivas del Sector Energético: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325641/Prospectiva_de_Petr_Leo_Crudo_y_Petroliferos_2017-2031.pdf
71. Secretaría de Energía. (23 de noviembre de 2018). *Prospectiva del Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032*. Recuperado el febrero de 2025, de Prospectivas del Sector Energético: https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf
72. Secretaría de Gobernación. (20 de diciembre de 2013, 20 de diciembre). *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*. Diario Oficial de la Federación. Recuperado el abril de 2025, de Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013#gsc.tab=0
73. Secretaría de Gobernación. (2014). *DECRETO por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas*. Diario Oficial de la Federación.
74. Secretaría de Gobernación. (2014). *DECRETO por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabi*. Diario Oficial de la Federación.
75. Secretaría de Gobernación. (2022). *LEY DE LA AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS*. Diario Oficial de la Federación.
76. Secretaría de Gobernación. (2024). *DECRETO por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de simplificación orgánica*. Estados Unidos Mexicanos: Secretaría de Gobernación.
77. Secretaría de Gobernación. (2024, 20 de diciembre). *DECRETO por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de simplificación orgánica*. Diario Oficial de la Federación. Obtenido de

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5745905&fecha=20/12/2024#gsc.tab=0

78. Secretaría de Hacienda y Credito Público. (2008). *Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública*. Recuperado el mayo de 2025, de Secretaría de Hacienda y Credito Público:
https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/models/Finanzas_Publicas/docs/congreso/infotrim/2008/ivt/01inf/itindc_200804.pdf
79. Secretaría de Hacienda y Credito Público. (2016). *Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación Correspondientes al Ejercicio Fiscal 2016*. Recuperado el mayo de 2025, de Secretaría de Hacienda y Credito Público:
https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/PPEF/2016/docs/paquete/CGPE_2016.pdf
80. Secretaría de Hacienda y Credito Público. (2020). *INFORMES SOBRE LA SITUACIÓN ECONÓMICA, LAS FINANZAS PÚBLICAS Y LA DEUDA PÚBLICA CUARTO TRIMESTRE 2020*. Recuperado el mayo de 2025, de Secretaría de Hacienda y Credito Público:
https://www.finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/models/Finanzas_Publicas/docs/congreso/infotrim/2020/ivt/01inf/itinin_202004.pdf
81. UK Public General Acts. (1982). *Oil and Gas (Enterprise) Act 1982*. U.K.