



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Análisis comparativo entre la  
legislación energética  
derivada de la Reforma  
Energética del 2013 y el  
proyecto de soberanía  
energética actual en México**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Josué Sebastián Arenas Ortega

**DIRECTOR DE TESIS**

Lic. Favio Erazo Barbosa Cano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

## **Agradecimientos**

**A mis padres** por su amor incondicional y su constante apoyo, ustedes me han dado la fuerza y la determinación para enfrentarlo todo. Su sacrificio y dedicación son la razón por la cual hoy puedo celebrar este logro. Gracias infinitas por creer en mí y por ser mi fuente de inspiración a lo largo de este camino. Madre en especial este logro te lo dedico a ti, gracias por todo.

**A Ana Altamirano**, no hay palabras suficientes para expresar toda la gratitud y amor que siento por ti. Gracias por nunca dudar de mi capacidad y por depositar tu fe en mí. Gracias por toda la paciencia, comprensión y amor que me has brindado aún cuando el ambiente se torna complicado. Gracias por tus constantes palabras de aliento que se han convertido en una de mis motivaciones durante toda esta travesía universitaria y especialmente durante la realización de esta tesis. Eres y serás parte fundamental de mis logros.

**A la Ing. Brizian Martínez**, mi más grande respeto, admiración y aprecio a usted, hay una infinidad de cosas por las cuales siempre estaré agradecido, pero sin duda le agradezco profundamente por desafiarme a dar lo mejor de mí y por guiarme de manera tan rigurosa en la vida y en la tesis. Gracias por brindarme la confianza de desarrollarme en el entorno laboral, por compartir su tiempo y conocimiento y sin duda por todos sus consejos que hoy hacen que inicie una nueva etapa. Este logro en gran parte se lo debo a usted, por lo que siempre estaré en deuda. Se necesita paciencia para lidiar con un tesista como yo. Mil gracias.

**Al Lic. Joel Manica**, tus consejos y apoyo constante han sido de gran utilidad cuando más los necesito. Gracias por todo el apoyo que me has brindado en tan poco tiempo de conocerte, se que a veces es difícil lidiar conmigo, pero gracias por nunca perder la paciencia y siempre tener un buen consejo. Finalmente, te equivocaste, sí aprendí varias cosas de ti. Muchas gracias.

**A la Ing. Paola Chávez**, aunque nuestros caminos se separaron en diferentes ocasiones, gracias por el tiempo y consejos que me brindó. Usted, desde las aulas, cambió mi manera de ver la carrera e inculcó un gusto por la legislación petrolera.

**A mi director de tesis**, sus orientaciones expertas y su compromiso con mi crecimiento académico han sido invaluable. Lic. Favio gracias por guiar mi investigación. Este logro no habría sido posible sin su apoyo.

**A mis sinodales**, agradezco sinceramente su tiempo y esfuerzo dedicados a revisar y mejorar mi trabajo. Sus valiosas sugerencias y comentarios han elevado la calidad de mi tesis, y estoy agradecido por su compromiso con mi éxito académico.

## **Tabla de contenido**

<b>Introducción</b> .....	<b>6</b>
<b>1. México y el petróleo: Una mirada histórica y legal</b> .....	<b>9</b>
1.1 Antecedentes .....	9
1.2 Principio de las regulaciones .....	11
1.3 El desarrollo de la industria petrolera y las leyes del Petróleo de (1901-1909).....	12
1.4 Los grandes descubrimientos del siglo XX .....	18
1.5 Principios de la regulación petrolera mexicana .....	22
1.6 La intervención norteamericana. ....	25
1.7 La nacionalización del petróleo .....	29
1.8 Las leyes reglamentarias (1925-1928).....	33
1.9 La expropiación petrolera .....	41
1.10 Cantarell: La consolidación del petróleo en México.....	50
1.11 Despetrolización de la economía mexicana.....	55
1.12 Cantarell: El principio del fin. ....	56
<b>2. Avances, retos y resultados de la Reforma Constitucional en Materia de Energía de 2013, mejor conocida como Reforma Energética.</b> .....	<b>61</b>
2.1 Implementación del nuevo modelo energético.....	65
2.2 Rondas Petroleras .....	68
2.2.1 Ronda Cero.....	68
2.2.2.1 Ronda 1 Primera Licitación .....	75
2.2.2.2 Ronda 1 Segunda Licitación.....	78
2.2.2.3 Ronda 1 Tercera Licitación .....	84
2.2.2.4 Ronda 1 Cuarta Licitación.....	85
2.2.3 Ronda 2 .....	87
2.2.3.1 Ronda 2 Primer Licitación.....	88
2.2.3.2 Ronda 2 Segunda Licitación.....	89
2.2.3.4 Ronda 2 Cuarta Licitación.....	91
2.2.4 Ronda 3 .....	92
2.2.4.1 Ronda 3 Primera Licitación .....	93
2.2.4.2 Ronda 3 Segunda y Tercera Licitación.....	95
2.3 Migraciones y Farmouts .....	96

2.4 Política entorno al gas y los petrolíferos.....	102
2.5 Resultados.....	105
2.5.1 Inversiones e Ingresos al Estado.....	108
2.5.2 Análisis de los contratos <i>CNH-R02-L01-A7.CS/2017</i> y <i>CNH-R01-L02-A1/2015</i> .....	113
2.5.3 Pozos y Producción Nacional .....	115
2.5.4 Descubrimientos .....	118
<b>3. <i>Hacia la soberanía energética: Análisis del proyecto actual de política energética y comparación con la Reforma Energética de 2013.</i></b> .....	<b>120</b>
3.1 Acciones implementadas .....	122
3.1.1 Acciones implementadas en materia de hidrocarburos .....	132
3.1.1.1 Producción de Hidrocarburos líquidos .....	132
3.1.1.1.1 Restitución de Reservas y Descubrimientos.....	139
3.1.1.2 Producción de petrolíferos y petroquímicos .....	143
3.1.1.3 Sistema Nacional de Refinación.....	146
3.1.1.4 Importaciones y exportaciones.....	150
3.2 El gas natural y su importancia para el futuro de la industria energética .....	156
<b>4. <i>El futuro de la industria petrolera en México: recomendaciones</i></b> .....	<b>158</b>
4.1 Panorama internacional sobre el gas natural .....	162
4.1 Propuesta sobre el panorama general de la industria petrolera. ....	167
4.1.1 Propuesta sobre gas natural .....	170
4.2 La petroquímica en México.....	176
4.2.1 Propuesta para la petroquímica.....	185
4.3 La industria petrolera en sinergia con el medio ambiente. ....	187
4.3.1 Propuesta en relación con la captura, utilización y almacenamiento del CO <sub>2</sub> . .....	190
4.4 Los retos tecnológicos y la normatividad aplicable con enfoque en la Transición Energética. ....	193
4.4.1 Propuesta en favor del desarrollo tecnológico del país. ....	194
4.4.2 Propuesta para mejora del Sistema de Información Energético. ....	196
<b>5. <i>Conclusiones</i></b> .....	<b>197</b>
<b><i>Abreviaturas y Siglas</i></b> .....	<b>202</b>
<b><i>Referencias</i></b> .....	<b>204</b>

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Organigrama del Grupo Doheny 1900-1925.....	15
Ilustración 2. Inversión de Pemex (1972-1978) "Upstream" .....	52
Ilustración 3. Inversión de Pemex (1972-1978) "Midstream" .....	52
Ilustración 4. Inversión de Pemex (1972-1978) "Downstream" .....	53
Ilustración 5. Indicadores económicos (1971-1982).....	54
Ilustración 6. Producción de Hidrocarburos en México (1979-2013).....	58
Ilustración 7. Fondos del Sector Hidrocarburos.....	60
Ilustración 8. Modificaciones Constitucionales.....	62
Ilustración 9. Legislación Secundaria derivada de la Reforma Energética.....	63
Ilustración 10. Estructura Gubernamental antes de la Reforma Energética. ....	63
Ilustración 11. Estructura Gubernamental después de la Reforma Energética. ....	64
Ilustración 12. Distribución de asignaciones a PEMEX en la Ronda Cero.....	69
Ilustración 13. Distribución de reservas (1P) en la Ronda Cero. ....	70
Ilustración 14. Distribución de reservas (2P) en la Ronda Cero.....	71
Ilustración 15. Distribución de reservas (3P) en la Ronda Cero.....	71
Ilustración 16. Asignaciones otorgadas a PEMEX en la Ronda Cero.....	72
Ilustración 17. Proceso de Licitación de acuerdo con la Normatividad Aplicable.....	73
Ilustración 18. Áreas licitadas en la Ronda 1. ....	74
Ilustración 19. Ubicación y distribución del yacimiento Zama.....	77
Ilustración 20. Reserva Original de Hidrocarburos del contrato R01-L02-A2/2015.....	79
Ilustración 21. Revaluación de Reservas de Hidrocarburos del contrato R01-L02-A2/2015. ....	79
Ilustración 22. Inversiones en millones de dólares del Contrato R01-L02-A2/2015.....	81
Ilustración 23. Ingresos al estado por fase exploratoria del contrato R01-L02A2/2015(2015-2018).....	82
Ilustración 24. Ingresos al estado por la comercialización de hidrocarburos del contrato R01-L02-A2/2015(2017-2023).....	82
Ilustración 25. Áreas licitadas en la Ronda 2.....	87
Ilustración 26. Áreas licitadas en la Ronda 3.....	93
Ilustración 27. Solicitud de Migraciones y Farmouts.....	99
Ilustración 28. Infraestructura Nacional de Petrolíferos.....	104
Ilustración 29. Portafolio de Exploración y Extracción de HC's en México 2023.....	105
Ilustración 30. Países licitantes con contratos vigentes.....	106
Ilustración 31. Estatus de los contratos petroleros.....	107
Ilustración 32. Distribución del tipo de contrato que aporta producción.....	107
Ilustración 33. Ingresos al Estado por Asignaciones (2015-feb 2023).....	108
Ilustración 34. Aportación de las contraprestaciones pagadas al estado por parte de los asignatarios.....	109
Ilustración 35. Ingresos al Estado por Contratos (2015-feb 2023).....	110
Ilustración 36. Aportación de las contraprestaciones pagadas al estado por parte de los contratistas.....	111
Ilustración 37. Inversiones ejercidas (2015-2023).....	112
Ilustración 38. Historial de pozos productores operados por contratistas (may 2016-may 2023).....	116
Ilustración 39. Producción Nacional de Hidrocarburos (2016- abril 2023).....	117
Ilustración 40. Producción Nacional de Gas natural (2013- abril 2023).....	118
Ilustración 41. Derecho a la Utilidad Compartida (2015-2024).....	128
Ilustración 42. Impuesto especial sobre Producción y Servicios a gasolinas y diésel. (2018-2023).....	130
Ilustración 43. Evolución del precio real de la gasolina Magna.....	131
Ilustración 44. Evolución del precio real de la gasolina Premium.....	131
Ilustración 45. Evolución del precio real del Diésel.....	132
Ilustración 46. Producción de Hidrocarburos(2018-2023).....	133
Ilustración 47. Estrategia para revertir la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos.....	134
Ilustración 48. Metodologías "ATERI" y "MAYA".....	135
Ilustración 49. Tiempo para la primera producción.....	136

<i>Ilustración 50. Resultados de la reducción de costos</i> .....	138
<i>Ilustración 51. Inversiones en áreas de la cadena de valor de hidrocarburos</i> .....	139
<i>Ilustración 52. Evolución de las reservas de hidrocarburos 1P de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos</i> .....	141
<i>Ilustración 53. Evolución de las reservas de hidrocarburos 1P de acuerdo con Petróleos Mexicanos</i> .....	142
<i>Ilustración 54. Proceso de crudo y líquidos por refinería (2014-2018)</i> .....	144
<i>Ilustración 55. Elaboración de petrolíferos (2014-2018)</i> .....	144
<i>Ilustración 56. Producción de petroquímicos (2014-2023)</i> .....	145
<i>Ilustración 57. Proceso de crudo y líquidos en refinería (dic 2018- julio 2023)</i> .....	149
<i>Ilustración 58. Elaboración de petrolíferos (2018-jul-2023)</i> .....	150
<i>Ilustración 59. Exportaciones de petróleo crudo (2014-jul-2023)</i> .....	151
<i>Ilustración 60. Tipos de crudo en México</i> .....	152
<i>Ilustración 61. Exportaciones de petróleo crudo por tipo de crudo</i> .....	153
<i>Ilustración 62. Volumen de importaciones de petrolíferos (2014-jul-2023)</i> .....	154
<i>Ilustración 63. Evolución del parque vehicular en México (2014-2022)</i> .....	155
<i>Ilustración 64. Emisiones de CO<sub>2</sub> en la combustión por tipo de combustible</i> .....	161
<i>Ilustración 65. Matriz energética de Alemania 2022</i> .....	163
<i>Ilustración 66. Matriz energética de España 2022</i> .....	164
<i>Ilustración 67. Matriz energética de Egipto 2022</i> .....	165
<i>Ilustración 68. Matriz energética de México 2022</i> .....	166
<i>Ilustración 69. Reservas de gas natural (2023)</i> .....	171
<i>Ilustración 70. Zona regional Lakach</i> .....	172
<i>Ilustración 71. Recursos prospectivos convencionales de gas</i> .....	173
<i>Ilustración 72. Recursos prospectivos no convencionales de gas</i> .....	174
<i>Ilustración 73. Principales derivados del metano</i> .....	177
<i>Ilustración 74. Principales derivados del etano</i> .....	178
<i>Ilustración 75. Principales derivados de las naftas</i> .....	178
<i>Ilustración 76. Consumo, producción e importaciones de gas seco (2015- sep. 23)</i> .....	181
<i>Ilustración 77. Producción de Petroquímicos (2015-2023)</i> .....	182
<i>Ilustración 78. Producción de derivados del metano(2015- sept. 2023)</i> .....	182
<i>Ilustración 79. Producción de derivados del etano</i> .....	183
<i>Ilustración 80. Producción de derivados de naftas</i> .....	183
<i>Ilustración 81. Balanza comercial de petroquímicos (2012-2023)</i> .....	184
<i>Ilustración 82. Oferta académico - profesional en México</i> .....	194

## Índice de Tablas

Tabla 1. Desempeño de la Mexican Petroleum Company (1901-1925) .....	19
Tabla 2. Desempeño de la Compañía Mexicana "El Águila", S.A (1909-1924) .....	21
Tabla 3. Tipos de Contrato .....	68
Tabla 4. Ganadores de la Ronda 1/Licitación 1 .....	75
Tabla 5. Ganadores de la Ronda 1/Licitación 2 .....	78
Tabla 6. Montos de inversión en el contrato R01-L02-A2/2015. ....	80
Tabla 7. Ganadores de la Ronda 1/ Licitación 3 .....	84
Tabla 8. Ganadores de Ronda 1/Licitación 4 .....	86
Tabla 9. Ganadores de la Ronda 2/Licitación 1 .....	88
Tabla 10. Ganadores de la Ronda 2/ Licitación 2 .....	89
Tabla 11. Ganadores de la Ronda 2/Licitación 3 .....	90
Tabla 12. Ganadores de la Ronda 2/Licitación 4 .....	91
Tabla 13. Ganadores de la Ronda 3/Licitación 1 .....	94
Tabla 14. Ganadores de las Migraciones y Farmouts. ....	102
Tabla 15. Estatus de los pozos operados por contratistas .....	115
Tabla 16. Objetivos prioritarios para la recuperación del sector energético .....	121
Tabla 17. Última Reforma a la Ley de Hidrocarburos 2021 .....	124
Tabla 18. Infraestructura nacional (Complejos Procesadores de Gas) .....	179
Tabla 19. Infraestructura nacional ( Complejos Petroquímicos) .....	180
Tabla 20. Disponibilidad de gas seco (2012-2023) .....	180

## Introducción

A lo largo de la historia de México, la energía y los hidrocarburos en particular han sido tema de conflictos, avances tecnológicos y debates políticos. Sin embargo, la evolución del marco legal del petróleo en México ha tenido diversas transformaciones ya que en un principio en la época del Virreinato el petróleo era utilizado como medio de iluminación, construcción o bien aplicado de manera medicinal, de tal manera que su simple hallazgo (*chapopotera*) era visto como un problema puesto que los agricultores veían la tierra como maldita, debido a su ineficacia para sembrar.

Por otra parte, el inicio de la industria petrolera es recordada por la perforación del primer pozo petrolero, llevada a cabo por el célebre coronel Edwin Drake, en Pensilvania, Estados Unidos en 1859 dando una producción de 25 barriles diarios. Para 1865 la utilización del petróleo era tan importante, que el aceite de ballena; principal fuente de energía fue sustituido poco a poco por el petróleo a consecuencia de su bajo costo, fácil manejo y sus características especiales.

En consecuencia, de la gran demanda de hidrocarburos derivada de la Primera Guerra Mundial en México se empezaría la búsqueda de petróleo, de la cual se descubrirían emanaciones superficiales de hidrocarburo que no cubrirían con los requerimientos de la época ni competirían con las producciones de los pozos americanos. Sin embargo, después de un largo periodo de búsqueda con malos resultados; serían descubiertos los primeros pozos como, el Ébano o la Pez en San Luis Potosí los cuales serían un parteaguas para el auge del petróleo mexicano.

A lo largo de los primeros años del siglo XX, los pozos mexicanos resultaron tener producciones comerciales, por lo tanto, la modernización industrial se convirtió en pieza clave para la creación del mercado nacional. No obstante, la modernización en materia legislativa no tuvo gran cambio ya que, si bien sería expedida la primer Ley del Petróleo en 1901, esta seguiría apegada a la Ley Minera de 1892.



Por tal motivo los pozos mexicanos serían del interés internacional dando como resultado los primeros inversionistas extranjeros que buscaban satisfacer las necesidades externas al país resultando en la explotación de los recursos nacionales durante varias decenas de años ayudado de la poca experiencia técnica y una política energética limitada. Debido al continuo cambio de política interna en México y la falta de una legislación petrolera, las compañías extranjeras saqueaban las riquezas del país sin retribuir a México, hasta que en 1938 el presidente en turno el General Lázaro Cárdenas del Río expediría el decreto de Expropiación Petrolera, el cual buscaba nacionalizar las riquezas del subsuelo que estaban en propiedad de las compañías extranjeras.

Después de varios años de ser normados bajo esa política energética para el año 2013 en manos del presidente en turno Enrique Peña Nieto dio pie a la Reforma Energética la cual tenía como objetivo la inversión extranjera en materia energética, prometiendo diversos resultados que serían ampliamente criticados por la sociedad mexicana.

Finalmente, en el actual sexenio a cargo del Lic. Andrés Manuel López Obrador se inició un proyecto anti reforma derivado de los malos resultados de la política anterior el cual buscaría revertir los cambios introducidos por la reforma de 2013, fortaleciendo el papel del Estado en la gestión de los recursos energéticos y reduciendo la participación de empresas privadas en la industria petrolera, basada en la premisa de que los recursos energéticos del país son un bien público y estratégico, cuya explotación debe ser gestionada de forma responsable y transparente por el Estado.

Derivado de dichos antecedentes este trabajo surge de la necesidad de conocer la importancia del petróleo en el ámbito político, estratégico y cotidiano por eso es fundamental partir desde las primeras transformaciones hasta la actualidad para así poder dar una mejora o una solución futura.

**Objetivo General:** Presentar un análisis histórico, técnico y regulatorio de las transformaciones normativas y resultados que han afectado la industria petrolera en México con el fin de aportar una propuesta de política energética a futuro.

La conformación de este trabajo se compone de 4 capítulos. El primer capítulo describirá el contexto histórico y legal en el que México se desarrolló desde la época revolucionaria hasta las bases que dieron pie a la Reforma en materia de Energía, se hablará sobre la importancia de la industria petrolera en México, las limitaciones que enfrentaba el sector bajo estos contextos históricos y las principales reformas legales que se llevaron a cabo.

El segundo capítulo analizará la legislación petrolera derivada de la Reforma Energética de 2013, donde se describirán las principales reformas que se llevaron a cabo evaluando su impacto en la industria petrolera de México, además se abordarán los resultados obtenidos a 10 años de su promulgación y se discutirán los argumentos.

En el tercer capítulo se describirá el proyecto actual de soberanía energética en México, del cual explicare en qué consiste esta propuesta, cuáles son sus principales objetivos y como ha impactado en la industria petrolera del país, para posteriormente dar paso al análisis comparativo entre la legislación petrolera derivada de la Reforma Energética de 2013 versus el proyecto actual de soberanía energética en México, desarrollando los indicadores petroleros nacionales tales como reservas, producción de crudo, gas y petroquímicos, balanza comercial, actividades de exploración, inversiones e ingresos del Estado.

Finalizando con el cuarto capítulo, se presentará las conclusiones del trabajo, resumiendo los principales hallazgos, se ofrecerán recomendaciones para mejorar la legislación petrolera en México por otra parte, añadiré las implicaciones de los resultados obtenidos y se presentarán posibles líneas de investigación futura que den las bases de una transición energética.

## 1. México y el petróleo: Una mirada histórica y legal.

En un principio el petróleo no era la fuente de energía que ha predominado durante los últimos dos siglos; para la civilización mesoamericana la versatilidad de su uso era muy amplia y compleja para la época, los registros arqueológicos más antiguos del uso del petróleo o mejor conocido para las civilizaciones antiguas como **“chapotli”** datan de hace 2000 años, los cuales van desde su uso medicinal como dentífrico hasta el uso como material de construcción.<sup>1</sup>

### 1.1 Antecedentes

Sin embargo, fue hasta la llegada de los españoles que surgieron los primeros indicios de petróleo como ahora lo conocemos en México, las primeras señales de su existencia fueron las emanaciones superficiales mejor conocidas como chapopoterías, las cuales eran vistas por las comunidades como un problema, ya que hacía que la tierra fuera infértil para la siembra además que para la corona española este no tenía un valor significativo debido a que la economía de la época se basaba en las actividades mineras como la extracción de la plata, por tanto, dicho lo anterior el petróleo no ameritaba tener en marco jurídico propio.<sup>2</sup>

El petróleo fue regulado bajo las primeras leyes mineras de la época, la razón de la primera regulación que involucra al petróleo surge de su lugar de origen, el cual proviene del subsuelo, por ende, la corona española determinó que toda riqueza proveniente del subsuelo era propiedad de la Real Corona, por tanto, tenía la facultad de conceder las propiedades a terceros para la explotación de los recursos quedando sujetas a dos condiciones, las cuales eran recibir el pago de una contribución o regalía y que la explotación de los recursos se realizara conforme a las obligaciones relacionadas y estipuladas en las Ordenanzas de la Minería de la Nueva España.

---

<sup>1</sup> Álvarez de la Borda, J. (2005). *Los orígenes de la industria en México 1900-1925*. p.17

<sup>2</sup> Ortega, R. (2016). *La evolución constitucional de la energía a partir de 1917*.pp.17-18

De tal manera que el petróleo fue tomando importancia en el mercado conforme la industrialización de los países se acrecentaba, lo que generó esa necesidad por buscar nuevas materias primas y a su vez nuevos mercados.<sup>3</sup> En este sentido el “jugo de tierra o petróleo” se convirtió en el principal producto comercial con una amplia demanda, a consecuencia de esta necesidad los primeros pozos con fines petroleros serían perforados por el Coronel Edwin Drake, el cual perforaría el primer pozo petrolero en Pensilvania, Estados Unidos, logrando una producción de 25 barriles diarios.

Pasado el tiempo para 1863 la producción estadounidense rondaría cerca de los 3000 barriles diarios, simultáneamente en México, el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubriría un yacimiento de petróleo, al que llamó Mina de Petróleo de San Fernando, con la idea de poder vender su crudo a Estados Unidos, lastimosamente dicha producción no cubriría con las exigencias del mercado americano el cual se encontraba en plenitud, dando como resultado el abandono parcial a cualquier intento de explotación.<sup>4</sup>

Posteriormente, Simón Sarlat Nova, gobernador de Tabasco, retomaría las operaciones de explotación en el yacimiento del sacerdote Manuel Gil en diferentes años, lo que haría que en 1883 constituyera una empresa con un capital de un millón de pesos con el fin de comprar maquinaria americana para lograr la perforación de más pozos, teniendo como resultado la perforación de pozos poco profundos con producción limitada, no obstante, los problemas surgirían por la falta de transporte adecuado para la movilización del crudo desde las zonas alejadas hasta los centros urbanizados, generando que dicha empresa tuviera poco éxito comercial.

---

<sup>3</sup> Álvarez de la Borda, Joel, op cit., p.,18

<sup>4</sup> Ibidem, p. 19.

## 1.2 Principio de las regulaciones

Con el auge del petróleo, comenzaron a llegar los primeros inversionistas extranjeros a México con el fin de explotar hidrocarburos, así fue como Cecil Rhodes, un rico colonialista inglés, lideró el consorcio London Oil Trust, después de adquirir diversas compañías ya establecidas en la región de Papantla, las cuales fusionó para crear la Mexican Oil Corporation, a pesar de ello, su poca experiencia en el ámbito petrolero acompañado de diversas complicaciones técnicas originaron un rotundo fracaso.<sup>5</sup>

Derivado de estas últimas acciones los intentos de explotar los recursos naturales de México por parte de extranjeros fueron más comunes, dando origen a finales de 1884, la primera transformación sustancial de las leyes mineras mexicanas con el objetivo de estimular las inversiones en el ramo, basados del concepto de *“fee simple ownership”* derivado del derecho inglés que daría paso a la derogación del antiguo derecho colonial, el cual otorgaba la propiedad del subsuelo al soberano y que a partir de la independencia fue trasladado a la nación, esta transformación otorgaba el beneficio al propietario superficial, el cual ahora sería el dueño de los terrenos y también de todos los recursos que se hallaran bajo ellos.<sup>6</sup>

Además, esta ley brindaba facilidades a los dueños eximiéndolos del pago de alguna regalía por la explotación de los recursos, a su vez, la ley indicaba que la propiedad adquirida era irrevocable siempre y cuando se efectuara un pago del impuesto federal de la propiedad.

---

<sup>5</sup> Ibidem, p.,21

<sup>6</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op cit., p.,18

### **1.3 El desarrollo de la industria petrolera y las leyes del Petróleo de (1901-1909).**

Para 1887 la primera empresa petrolera consolidada sería la Waters Oil Co., subsidiaria de la Standar Oil Co., dicha empresa no tenía como objetivo la explotación de los recursos naturales, sino satisfacer la demanda local que enfrentaba México la cual se basaba primordialmente en combustible para los ferrocarriles por ende, sus primeras actividades se relacionaron con la importación de crudo de Estados Unidos para refinarse en Tampico, Monterrey y la Ciudad de México, seguidamente Pierce logro convencer al gobierno mexicano liderado por el presidente Porfirio Díaz de una reducción del 30% de los impuestos por la importación derivado de la idea de erradicar del país el uso del carbón.

Simultáneamente, el petrolero americano Edward L. Doheny y el contratista inglés Weetman D. Pearson, posteriormente Lord Cowdray llegarían a México con buen capital de inversión, con el cual iniciarían sus negocios rápidamente hasta tener negocios alrededor de la explotación de hidrocarburos en vista de ello la competencia por el mercado planteo una serie de cambios en las estrategias corporativas, así como en el marco legislativo.

Dicho lo anterior, para 1900 Edward L. Doheny sería invitado por Albert A. Robinson, presidente del Ferrocarril Central Mexicano, quien les enseñaría las emanaciones superficiales que se encontraban a lo largo de la vía que conectaba San Luis Potosí con Tampico, con la finalidad de eliminar la dependencia del uso del carbón generada por sus ferrocarriles, Robinson decide hacer la promesa de comprarles el crudo si eran capaces de extraerlo, dicha oferta hizo que Doheny junto con su socio Charles Canfield incursionaran en el negocio de la explotación resultando en el hallazgo del primer pozo comercial, seguidamente de que Doheny adquiriría tierras para explotar las cuales estarían a 25 kilómetros al oeste del puerto de Tampico, de tal manera que para finales de 1900 Doheny tenía el control de aproximadamente 450,000 acres por las cuales habría pagado un total de 900,000 pesos.

Ahora bien, Doheny junto con sus socios, después de todas las tierras compradas, decidirían fundar la Mexican Petroleum la cual sería registrada en los Estados Unidos como compañía extranjera, por tanto, tenía derecho a acudir al gobierno norteamericano para solicitar su ayuda en todos aquellos problemas en que la intervención diplomática fuera necesaria. Los problemas empezaban a presentarse con la baja o nula productividad de sus pozos, por otro lado, Pearson corría con la misma suerte, ya que sus pozos del Istmo presentaban condiciones similares, generando diversos problemas, por el hecho que se había instalado la infraestructura necesaria para la producción y comercialización de crudo y derivados. Otro factor que presiono más la situación fue que el precio promedio del barril de crudo, el cual, descendió bruscamente de 1.07 a 0.61 dólares, además, el crudo mexicano no podía competir contra el de mejor calidad extraído de los campos texanos.

Ante el oscuro panorama, varios de los inversores de la Mexican Petroleum decidieron retirar sus activos de la compañía, pues consideraban que sería un fracaso continuar, lo que obligo a Doheny y a Canfield a comprar la participación de sus antiguos socios. A pesar de la mala fortuna de la empresa, Doheny y su socio desarrollarían un plan negocio el cual buscaría vender el crudo pesado para pavimentar las calles.

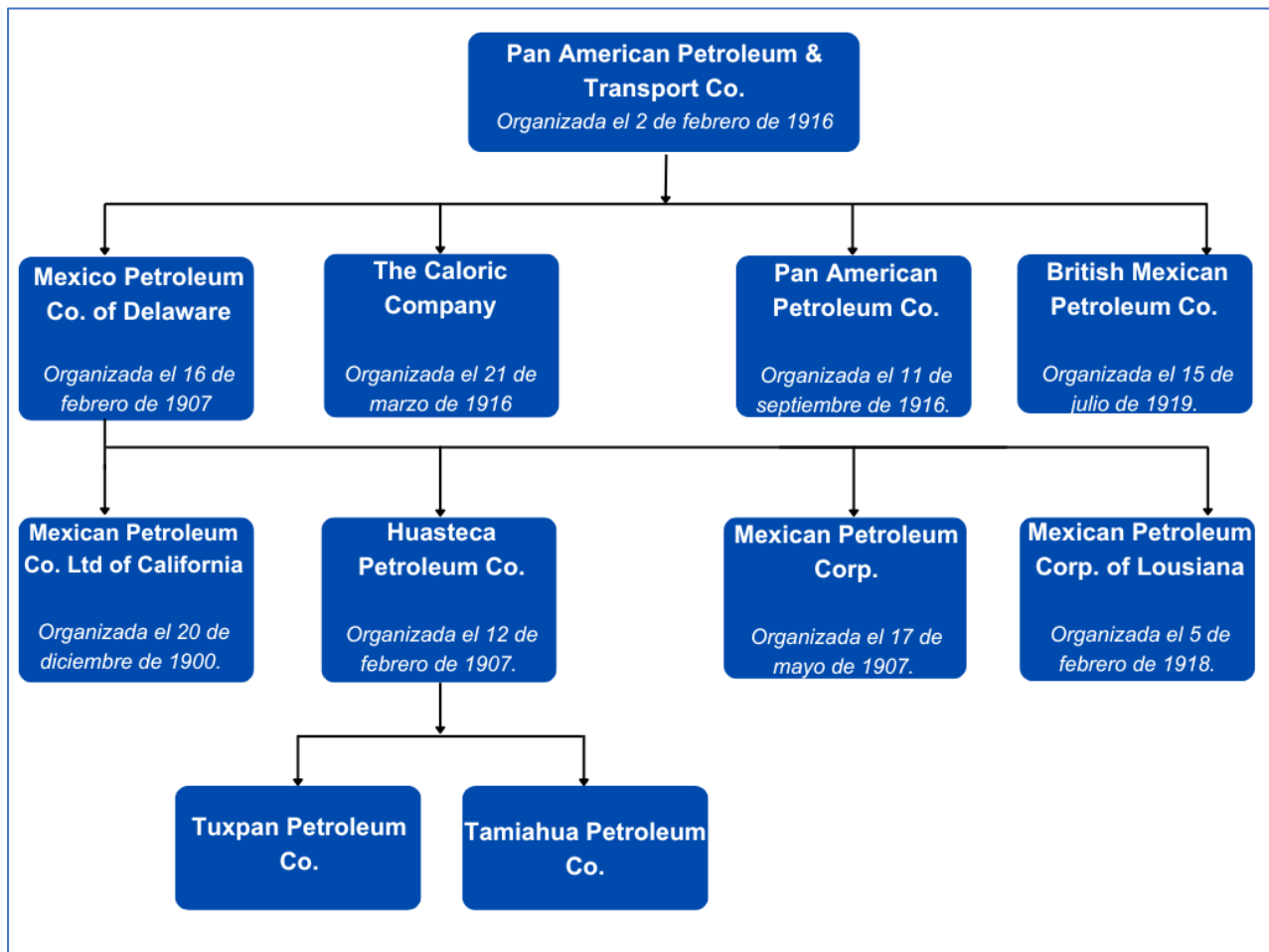
Es así como nace la Mexican Asphalt Paving & Construction Company a mediados de 1902, con la cual entraría al negocio de la pavimentación, logrando realizar algunos contratos para pavimentar las calles de la Ciudad de México, Guadalajara, Morelia, Tampico, Puebla y Chihuahua, aunque si bien las ganancias no eran las mejores, estas funcionaron para mantener la Mexican Petroleum. Posteriormente, darían con un yacimiento a casi 500 metros de profundidad, después el pozo, sería llamado Pez núm. 1, el cual arrojaba 1,500 barriles diarios de crudo, la primera producción importante en México. En vista de ello la situación mejoraría paulatinamente conforme la dependencia del carbón disminuía, posteriormente se efectuaron diversas negociaciones entre el Ferrocarril Central Mexicano y la Mexican Petroleum en las cuales se negociaría el abastecimiento 6,000 barriles diarios de combustible por un periodo de 15 años.

Derivado del auge, Doheny logro adquirir más tierras, por tal motivo formo diversas subsidiarias como la Huasteca Petroleum Company y compraría dos pequeñas compañías, las cuales serían la Tuxpan Petroleum Company y la Tamiahua Petroleum Company, para que después todas se consolidaran en la Mexican Petroleum Company Limited of Delaware, convirtiendo a Doheny en el empresario petrolero más importante de Norteamérica después de Rockefeller. La Oil Fields Co., de origen inglés, y la Standard Oil Co. of México, rápidamente seguirían los pasos de Doheny, pero el único empresario que podría rivalizar con el magnate estadounidense sería un acaudalado constructor de ferrocarriles llamado Weetman Pearson.

Por su parte, Weetman Pearson ya se encontraba en México realizando la construcción de diversas obras de gran importancia como el gran canal de desagüe del valle de México, el puerto de Veracruz y el Ferrocarril Nacional de Tehuantepec, convirtiéndose en el contratista predilecto del gobierno porfirista desde 1889. Dicho favoritismo llevó a que sus negocios se ampliaran tanto que sus actividades se diversificaron hasta el ámbito petrolero, del cual su ingeniero en jefe, el cual estaba encargado de la construcción del Ferrocarril Nacional de Tehuantepec, le comentaría de las emanaciones superficiales de petróleo al sur de Veracruz.



Ilustración 1. Organigrama del Grupo Doheny 1900-1925



Fuente: Obtenida del libro “Los orígenes de la industria petrolera en México 1900-1925”<sup>7</sup>

En consecuencia, Pearson contrataría hombres para buscar petróleo en la región del Istmo y en Tabasco, llevando a la creación de su empresa petrolera, a la cual llamaría “El Águila”. Paralelamente, para 1901 la Waters Oil Co. representaba el mayor distribuidor de crudo y derivados a lo largo del territorio nacional, a tal grado que sus negocios petroleros incursionaron en los negocios ferrocarrileros, llegando a comprar junto con un grupo de inversores americanos el Ferrocarril Central Mexicano, dicho sistema de transporte era el de mayor extensión del país y servía para movilizar todos sus productos.

<sup>7</sup> Álvarez de la Borda, Joel, op cit., p.,46

Puesto que la competencia nacional paso a diversas manos de ingleses, americanas y canadienses, la primera Ley de Petróleo de 1901 estaba orientada en establecer la regulación de las áreas de exploración, las cuales serían otorgadas por medio de permisos, franquicias y concesiones. Dichas concesiones proponían otorgar a los petroleros el derecho de importar, sin tener que pagar impuestos, la cual incluía toda la maquinaria necesaria que requiriera la empresa, además de que se les concedería una exención de todos los impuestos internos (con la excepción del impuesto del timbre) por un período de diez años.

Dichas excepciones fiscales serían propuestas por el gobierno porfirista, puesto que las ideas del gobierno eran alentar la inversión privada debido a que esta era primordial para una industria petrolera naciente en México. Posteriormente, para 1905 se estipularía en la Ley de Petróleo de 1905 que la propiedad del suelo, incluyendo depósitos de combustibles minerales en todas sus formas, eran propiedad exclusiva del dueño de dicho predio, en consecuencia, para 1906 el gobierno mexicano expidió cerca de 3,327 nuevos títulos de propiedad minera a particulares.

No obstante, los principales consorcios petroleros del mundo pondrían sus ojos en México, en vista de ello la Standard Oil intentaría adquirir “El Águila” y sus filiales como medida extrema en diversos años, pero Pearson rechazaría dicha oferta. Por ende, el declive del monopolio de la Standar Oil Co. en México cada vez se veía más inminente, lo que hizo que la empresa americana intentara aplicar medidas para contrarrestar la producción de sus adversarios, las cuales fueron bajar los precios venta e incrementar la importación de productos refinados de Estados Unidos por ende para 1907 las importaciones de aceite iluminante y lubricantes habrían aumentado de 460,000 galones y 697,000 galones a 2.5 y 1.3 millones de galones respectivamente.

De este modo, el auge del petróleo mexicano sería recreado por una serie de fotografías de pozos descontrolados, las cuales evidenciarían que la nación mexicana era rica en dicha materia prima, así es como Henry Clay Pierce fundador de la Waters Oil Co. se enfrascaría en una guerra de precios con su principal competidor, la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”.

Dicha batalla no resultaría favorable para Pierce, ocasionado de leyes antimonopólicas norteamericanas, las cuales habían dictaminado la disolución de la Standard Oil, separando a la Waters-Pierce del grupo Rockefeller y dejándole a “El Águila” prácticamente todo el mercado nacional mexicano ante el creciente poderío de Pearson y Doheny, quienes para entonces ya producían y refinaban grandes cantidades de crudo mexicano. Finalmente, después de no poder resistir los embates de las compañías productoras, sus actividades se redujeron a las operaciones de su refinería en Tampico, permaneciendo por algunos años más en México.

En consecuencia, de tantas fluctuaciones en los mercados y con una política que favorecía la inversión privada, se decretó la Ley de Petróleo de 1909, la cual afirmaba rotundamente que los depósitos de combustibles minerales eran propiedad exclusiva de los dueños del suelo. Sin embargo, se otorgarían facilidades para que las empresas o individuos pudieran adquirir terrenos de particulares a través de la intervención estatal bajo el argumento de la utilidad pública, lo cual es mejor conocido como expropiación, donde el estado tiene la capacidad de tomar propiedad privada por un propósito considerado de interés público a cambio de que los propietarios de los terrenos tuvieran el derecho a recibir una compensación justa, que se determina mediante una evaluación adecuada de la propiedad, incluyendo el valor de mercado y costos adicionales incurridos por la expropiación.

## 1.4 Los grandes descubrimientos del siglo XX

Para 1910 el panorama cambiaría radicalmente, ocasionado del auge conducido por las compañías de Pearson y Doheny. Para ese entonces la Huasteca Petroleum Company ya habría perforado varios pozos al sureste de Tampico, en julio de ese año lograrían perforar el pozo Casiano núm. 6, del cual tendrían una producción cercana a los 15,000 barriles diarios, ocasionando la saturación en su sistema de almacenamiento. Meses después se perforaría un pozo contiguo, del cual se tendría una producción de 60,000 barriles diarios, dicho descubrimiento tendría tal fuerza que para los trabajadores les fue imposible controlarlo durante un momento. Fue tan gran grande el impacto que el periódico Fuel Oil Journal lo llamaría el pozo maravilloso, ya que simplemente su producción de septiembre de 1910 a noviembre de 1911 igualaría la producción de varios años del Ébano.

Estos hallazgos obligaron a incrementar su infraestructura de almacenamiento y transporte de crudo, por ende conduciría a que a mediados de 1911 construyeran un segundo oleoducto, desde los pozos hasta la terminal de Tampico, lugar donde previamente ya tendrían instalados varios tanques de almacenamiento con capacidad de 55,000 barriles así como una presa donde se alojarían cerca de 750,000 barriles, además de que en la zona del Ébano tendrían otros 22 tanques de almacenamiento con capacidad de 55,000 barriles cada uno.

*Tabla 1. Desempeño de la Mexican Petroleum Company (1901-1925)*

Desempeño de la Mexican Petroleum Company (1901-1925)						
Año	Producción	Exportaciones	Activos	Utilidades Netas	Dividendos pagados	
					Preferentes	Comunes
1901	18,000					
1902	40,000					
1903	40,000					
1904	324,000					
1905	423,059					
1906	1,097,264		6.83			
1907	1,717,690		16.06	0.25		
1908	1,847,024		19.41	0.17		
1909	2,398,811					
1910	3,435,037					
1911	9,202,117	841,648				
1912	9,825,316	4,453,775	21.83			
1913	9,624,764	8,078,018	28.3			
1914	8,711,455	6,199,797	59.11	2.76		
1915	8,224,600	4,801,932	62.48	2.88		
1916	12,130,000	6,062,308		7.15		
1917	17,323,846	13,400,950	83.03	4.98	0.96	1.18
1918	20,164,558	15,795,899	78.54	6.66	0.96	3.16
1919	15,330,279	11,213,443		6.98	0.96	3.67
1920	25,433,879			9.77	0.96	4.73
1921	31,211,113	27,228,829		12.54	0.96	5.23
1922		39,408,541		25.27	0.96	5.71
1923	34,878,250	31,998,106		11.08	0.96	7.31
1924	29,374,117	28,302,207		2.81	0.96	5.48
1925		31,113,346		19.82	0.96	5.48

*Nota: La producción y exportaciones están expresadas en barriles; activos, utilidades netas y dividendos pagados en millones de dólares*

*Fuente: Obtenida del libro "Los orígenes de la industria petrolera en México 1900-1925."<sup>8</sup>*

<sup>8</sup> Ibidem, p. 64.

Simultáneamente, las empresas de Pearson no se quedarían atrás, el cual localizaría una serie de pozos que tendrían grandes producciones, uno de ellos produciría 100,000 barriles diarios el cual fluiría de manera incontrolable hasta marzo de 1911, dichos resultados elevarían su producción anual a 3.8 millones de barriles en un lapso de 1910 a 1911.

De tal manera que, como su similar, Pearson realizó diversas inversiones para poder almacenar y transportar dicha materia prima. Dichas inversiones fueron hechas por Luis Riba, abogado de la empresa, quien fue el autor de negociación de distintos préstamos con el Banco de Londres y México, así como con el Canadian Bank Commerce de los cuales resultarían préstamos por 700,000 y 800,000 pesos respectivamente.

Sin lugar a duda, los descubrimientos que se realizaron en la región de la Huasteca veracruzana fueron el inicio del auge de las empresas productoras del país, no solo haciéndolos dueños del mercado nacional, sino encaminándolos a poder interactuar en el mercado internacional derivado de la demanda ocasionada por la Primera Guerra Mundial.

Tabla 2. Desempeño de la Compañía Mexicana "El Águila", S.A (1909-1924)

Desempeño de la Compañía Mexicana "El Águila", S.A (1909-1924)						
Año	Producción	Exportaciones	Activos	Utilidades Netas	Dividendos pagados %	
					Preferentes	Comunes
1909						
1910	210,259					
1911	3,813,827				8	
1912	5,228,675		67.01	1.36	8	
1913	11,274,540		72.09	4.62	8	
1914	10,879,898	5,540,410	86	5.09	8	8
1915	16,032,667	9,271,908	85.3	5.95	8	8
1916	16,329,878	9,519,970	86.6	10.27	16	16
1917	16,872,878	9,345,529	87.8	12.95	20	20
1918	16,863,908	12,670,000	98.91	15.86	25	25
1919	18,740,000	12,524,000	108.94	29.51	45	45
1920	32,931,572	16,166,482	165.45	54.65	60	60
1921	38,298,729		243.43	69.08	30	30
1921*	10,449,920	25,442,727	257.42	21.24	15	15
1922	12,390,429	22,727,628	260	19.97	8	8
1923	9,251,591	1,219,109	239.31	4.84		
1924	5,778,314	12,345,609	229.13	4.21		

*Nota: La producción y exportaciones están representadas en barriles; activos y utilidades netas en millones de pesos oro. Antes de 1921 los ejercicios sociales de la empresa se cerraban en el mes de junio, a partir de ese año, los balances se ajustaron al calendario natural para que terminaran en diciembre. Este periodo abarca los meses de julio a diciembre.*

*Fuente: Obtenida del libro "Los orígenes de la industria petrolera en México 1900-1925".<sup>9</sup>*

<sup>9</sup> Ibidem, p. 66.

## 1.5 Principios de la regulación petrolera mexicana

Ciertamente, el gobierno porfirista nunca dejó de tener dificultades, algunas de estas ocasionadas por las ideas de que Europa fuera el modelo a seguir, el cual se intentaría replicar en México, esta influencia no sería bien vista para el gobierno norteamericano derivado del apoyo que se les dio a los ingleses en la lucha de precios contra la Waters Pierce. Lo que generó que en algunos sectores norteamericanos se favoreciera un cambio político en México.

No obstante, el problema en el ámbito petrolero giraba alrededor de la idea de que el capital de inversión extranjera no debería venir solamente de una nación, ya que, si varias naciones interactuaban en dichas operaciones, este podría ser más fructífero para México, el cual se encontraba en apogeo en dicha industria. En consecuencia, el gobierno decidiría cancelar la concesión que tenía la Standar Oil la cual operaba a través de la Waters Pierce generando la apertura a nuevas compañías como El Águila o la Mexican Petroleum Company.

Luego de la guerra de precios entre la Waters Pierce y las compañías productoras ocasionadas por el impuesto a los productos importados, la empresa importadora perdería la batalla y duraría en México hasta 1913. Como parte de una estrategia para recuperar el mercado mexicano, los afectados apoyados del gobierno estadounidense decidieron tomar cartas del asunto, por consiguiente, decidirían hablar con los líderes del movimiento maderista, los cuales habrían declarado su oposición al gobierno de Porfirio Díaz, por lo tanto, se discutiría un acuerdo para financiar un préstamo de un millón de dólares con el fin de facilitar el derrocamiento de Díaz a cambio de algunas concesiones.

La fricción entre Díaz y las petroleras americanas desencadenaría un resentimiento por parte del gobierno americano, el cual resultaría en el corte de los apoyos por parte de dicho gobierno al estado mexicano, en consecuencia, se originaría el movimiento revolucionario. Por ende, la Revolución Mexicana encaminaría a la salida del dominio extranjero sobre el petróleo mexicano.



Dicho lo anterior, para 1911, Francisco I. Madero lograría derrocar a Díaz asumiendo la presidencia de México, lo que a la vista de del gobierno americano no sería un triunfo de Madero, sino un triunfo para ellos, ya que intentarían manipular este gobierno con el fin de cuidar sus intereses. No obstante, la tarea de Madero no sería sencilla, puesto que en el desarrollo de su mandato se encontraría con diversos problemas que abarcaban cambios estructurales en temas agrarios, eclesiásticos, militares, burocráticos y el de mayor importancia, el cual era la inversión extranjera en los recursos naturales.

Este último sector era el de mayor importancia debido a que la duración de su gobierno dependía totalmente del apoyo del gobierno americano, el cual previamente habría financiado su ascenso al poder, sin embargo, los problemas del gobierno maderista serían delatados por el fracturamiento de su relación con Emiliano Zapata y Pascual Orozco, quienes fueron el motor que impulso su victoria.

Con la enemistad por parte de estos personajes se iniciaría un movimiento liderado por Pascual Orozco, Francisco Villa y Emiliano Zapata, el cual sería conocido como la rebelión orozquista. Dicha rebelión tuvo un impacto significativo en la industria petrolera del país porque, durante esta, muchas compañías petroleras extranjeras suspendieron sus operaciones debido a la inestabilidad política. Además, los rebeldes orozquistas, liderados por Francisco Villa, atacaron y destruyeron muchas instalaciones petroleras en su lucha contra el gobierno.

Esta interrupción en la producción y exportación de petróleo afectó gravemente la economía mexicana, que en ese momento dependía en gran medida de la exportación de petróleo. Como resultado de la interrupción de la producción, el gobierno de México tomó medidas para controlar la industria petrolera del país ocasionado en cierta parte por la crítica generada del gobierno americano al manejo de la política interna, la cual no aseguraba la paz interna.

A fin de cuentas, en un país donde la economía era controlada por un sector, el cual a su vez era controlado por la inversión extranjera, realizar un cambio en el *statu quo* no afectara a nadie significativamente sería algo muy complicado. Debido a los fuertes gastos militares que se originaron por dicha rebelión y por una discreta oposición al enorme control de los intereses extranjeros sobre la industria petrolera, fue como empezaron los esfuerzos por crear una política destinada a poner fin al extranjerismo. Así es como en 1911 en la Cámara de Diputados, José María Lozano dio a conocer una propuesta, la cual consistía en incluir el petróleo en el marco legal existente para otros minerales, aumentar los impuestos y eliminar las exenciones fiscales que se encontraban en vigor.

Así es como se creó la Ley de Hidrocarburos de 1911, la primera ley en el país que estableció la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales, incluyendo los hidrocarburos, por parte del Estado, quien buscaba proteger los recursos naturales de la nación y regular su explotación por parte de empresas extranjeras.

La ley estableció que las concesiones para la explotación de hidrocarburos solo se otorgarían a empresas que cumplieran con los requisitos establecidos por el gobierno y que los ingresos generados por la producción de hidrocarburos serían para beneficio del Estado mexicano, además la ley también regulaba la explotación de otros recursos naturales, como minerales y aguas subterráneas.

Antes de decidirse a decretarlo, el gobierno sostuvo una serie de pláticas con los interesados para sondear su opinión y disminuir la resistencia que tal medida pudiera encontrar; pero fue imposible lograr que las compañías aceptaran la imposición de cualquier carga fiscal, por pequeña que fuese, considerando que era excesivo dicho impuesto, ya que según sus cuentas veinte centavos por cada tonelada producida equivalían a casi el 20% de sus ganancias totales, además de que se anexaba al impuesto del timbre, lo cual lo consideraban una confiscación.

No obstante, Madero decidió impulsar reformas que no solo afectarían el régimen fiscal, logrando promulgar un decreto que requería que todas las empresas y propietarios se inscribieran en un registro y dieran ciertos informes concernientes al valor y composición de sus propiedades. El objetivo del decreto era saber el monto con que se debía indemnizar a la empresa o persona en caso de que su propiedad fuera expropiada.<sup>10</sup>

Por consiguiente, las compañías extranjeras rechazaron rotundamente dicho decreto, pues sentían que facilitarían una invasión gubernamental si ellos les daban toda su información. Posteriormente, Madero tuvo que ceder frente las difíciles relaciones que se tenían con Estados Unidos, lo que generó que los petroleros olvidaran sus conflictos anteriores para unirse en contra del gobierno mexicano, sin embargo, esto no cesó del todo su rivalidad.

En resumen, esta ley sentó las bases para la nacionalización de la industria petrolera en México en el futuro y es considerada como un hito importante en la historia de la industria petrolera del país, aunque ha sido modificada y actualizada en varias ocasiones, la Ley de Hidrocarburos de 1911 sigue siendo relevante en la actualidad como un marco legal para la exploración y producción de hidrocarburos en México.

## **1.6 La intervención norteamericana.**

A principios de 1912 el gobierno estadounidense empezó a sentirse amenazado debido a que había rumores de que se le daría una concesión a la Shell para poder construir un oleoducto, el cual perjudicaría los negocios americanos. Derivado de esto, el Secretario de Estado de Estados Unidos, Frank Knox le daría instrucciones al embajador de Estados Unidos en México, Henry Lane Wilson, para que investigara el tema y diera una pronta solución.

Posteriormente, Wilson informaría al Departamento de Estado indicando que habría una campaña de desprestigio en contra de la Waters Pierce por parte del gobierno de

---

<sup>10</sup> Meyer, L. (1972). *México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero*. (1917-1942). pp. 50-51.

Tamaulipas; dicha campaña se originó de un incendio en las instalaciones de la Waters Pierce, por lo que el gobierno estatal consideraba que las instalaciones eran inseguras. Seguidamente, para afectar más el panorama, el impuesto federal sobre la producción acabo con cualquier relación entre Estados Unidos y México, ya que consideraban que la política maderista tenía el fin de afectar los intereses norteamericanos.

Por ello, Knox enviaría una nota a la Secretaria de Relaciones en México, la cual contenía un escrito donde se pedía la eliminación de la actitud hostil hacia las empresas norteamericanas y la suspensión del impuesto confiscatorio de 20 centavos por tonelada. Sin embargo, Pedro Lascuráin, Secretario de Relaciones Exteriores, rechazaría la petición del gobierno americano justificando que la imposición de las cargas fiscales era un atributo de la soberanía mexicana, el cual no necesitaba justificarse.

No obstante, los petroleros americanos junto con el embajador Wilson le harían una petición al presidente William Howard Taft, la cual sería usar fuerzas armadas para contener la política mexicana porque esta afectaba sus intereses, por su parte Taft decidiría no involucrarse y dejarle el problema a su sucesor el presidente Woodrow Wilson quien habría ganado las elecciones vigentes. Sin embargo, Henry Wilson no pensaría de la misma manera e intentaría ejecutar el mismo plan con el que derroco a Porfirio Díaz, con el fin de no afectar más los intereses americanos.

Por el contrario dicho movimiento crearía lo opuesto a lo que buscaba, ya que en otras palabras iniciaría el verdadero movimiento revolucionario. El fin de gobierno de Francisco I. Madero se originaría de diversas críticas, desde ser débil hasta ser incapaz de manejar la situación en el país, dicho final fue origen de un golpe de estado liderado por el general Victoriano Huerta, ayudado por el gobierno americano, en el que Madero y su vicepresidente, José María Pino Suárez, serían arrestados y posteriormente asesinados lo que llevo a Victoriano Huerta a asumir la presidencia de México.

La política del General Huerta se basaba en los principios del porfirismo por lo que dicha política y los intereses americanos en conjunto se consideraron aliados. Sin embargo, con un cambio de administración en Estados Unidos, el ahora presidente Woodrow Wilson no dudaría en modificar la política americana en México, la cual en parte hizo que Huerta llegara al poder. Previamente como mecanismo de solución para resolver la falta de reconocimiento de Huerta al frente de México por parte de Washington, estos decidieron aprovechar al máximo la nueva situación y decidieron exigir a Huerta la resolución favorable de todos los problemas pendientes entre ambos países antes de otorgarle su reconocimiento.<sup>11</sup> Por su parte, Huerta rechazaría cualquier demanda americana y la solución estaría en manos del presidente Wilson.

El cambio de la política americana en México se generó ocasionado de las transformaciones que Wilson había observado, ya que, si estas transformaciones no se controlaban, generarían un efecto contrario, perjudicando al sistema, por lo que decidió llevar a la práctica una nueva política a la que llamarían nueva libertad. Dicha política tendría el objetivo de formar naciones democráticas, siendo estas las más compatibles con su interés nacional.

En esta atmósfera, los programas de los grupos revolucionarios mexicanos encontraron cierta tolerancia y hasta simpatía en la Casa Blanca, pues en cierta forma correspondían al concepto de la nueva libertad. De aquí que Wilson no dudaría en modificar un tanto la política norteamericana en México, llevando a la práctica el primer paso, el cual fue pedir a Huerta que abandonara el poder, debido a que en su experiencia las dictaduras en México acababan en una nueva revolución.<sup>12</sup> Por lo que Wilson ordeno que se convocara a elecciones sin que Huerta presentara su candidatura, ya que Estados Unidos no reconocería cualquier gobierno establecido por la fuerza o en contra de su voluntad.

Paralelamente, los petroleros americanos solicitarían al presidente Wilson que reconociera el gobierno de Huerta, a lo que el presidente Wilson llegó a sospechar que el verdadero

---

<sup>11</sup> Ibidem, pp.70-71

<sup>12</sup> Ibidem, p., 67

origen del rechazo de Huerta por dejar el poder era alentado por los mismos petroleros. Sin embargo, Huerta no tuvo ningún interés en contra de los intereses norteamericanos porque en un principio no recurría a la política porfirista la cual buscaba un apoyo europeo, sino que fue hasta que las intenciones de Wilson demostraron un apoyo a los revolucionarios sobre el régimen huertista.

Por lo que, en la práctica, la única medida petrolera del gobierno huertista a la que se resintieron las compañías extranjeras y que molestó por igual a norteamericanos e ingleses, fue un aumento en los impuestos, mucho mayor que el decretado por Madero en 1912.<sup>13</sup> Ante la persistencia de la hostilidad del gobierno de los Estados Unidos, Huerta no vio otra alternativa que buscar el apoyo inglés, fue entonces cuando la Gran Bretaña hizo el último intento serio por contrarrestar la influencia norteamericana en México.

Teniendo en cuenta que el petróleo era el interés principal de muchas naciones como Inglaterra, fue así como Pearson se convirtió en el enlace entre Huerta y el gobierno de su Majestad Británica, lo que resulto en un reconocimiento por parte del gobierno inglés como embajador de Gran Bretaña, dichas medidas las seguirían posteriormente varios países. Por ende, este acto no fue del agrado del gobierno americano, el cual pensaba que Pearson quería monopolizar el petróleo mexicano, dejándolos fuera del negocio, sin embargo, después de un corto tiempo los ingleses desistirían su interés en México derivado de un conflicto europeo con el que preferían tener de aliado a Estados Unidos. Ya en claro los intereses de cada nación, no fue difícil concretar algunos acuerdos secundarios.

Países como Estados Unidos, Inglaterra, Holanda y Suecia, aceptaron no reconocer las ventajas que algunas compañías petroleras pudieran obtener sobre el resto, derivadas de las condiciones anormales creadas por la guerra civil en México, por lo que Estados Unidos fue el claro vencedor en los conflictos petroleros que aquejaban a México. Posteriormente, surgiría la preocupación por una posibilidad de Estados Unidos invadiera Veracruz ya que era un lugar estratégico para las naciones debido de su gran contenido

---

<sup>13</sup> Ibidem, p., 73

de hidrocarburos, esto hizo que se les brindara protección a los campos debido a los conflictos carrancistas, por el hecho de que existía la posibilidad de que se destruyeran dichas instalaciones, como respuesta el presidente Wilson sugirió que al menos esa zona fuera protegida por tropas estadounidenses, porque no solo eran del interés americano ni mexicano sino que era un recurso estratégico mundial.

La lucha por parte de los carrancistas continuo hasta el 2 de abril de 1914, generando que los técnicos extranjeros abandonaran los campos productores y toda la industria quedó a cargo de los empleados mexicanos, así fue como la revolución mexicana modifico las actividades de manera radical, sin embargo, las compañías no tuvieron grandes pérdidas.

El fin del régimen huertista sentaría la base de la nacionalización del petróleo derivado de varios factores que apoyaron su caída por su parte, el régimen huertista no solo sería derrocado por el gobierno americano que no aceptaría el buen trato que le dio a Gran Bretaña a través de Weetman Pearson, además de no derogar el decreto del impuesto establecido por Madero, sino al contrario aumentarlo, por otra parte, su política interna no fue bien vista por el gobernador de Coahuila, Venustiano Carranza quien marcharía junto con Francisco Villa y Emiliano Zapata a la capital del país con el fin de derrocar a Victoriano y este asumir el poder resolviendo todas las necesidades del país.

## **1.7 La nacionalización del petróleo**

Las fuerzas constitucionalistas lideradas por Carranza nunca fueron sólidas, ya que, por un lado, se encontraban los líderes de los movimientos campesinos en ambos extremos del país, los cuales tenían distintas demandas uno del otro, por su parte, Carranza representaba inicialmente los intereses de los centros urbanos y de los nacientes sectores victimizados por los grupos favorecidos del Porfiriato. Generando que en 1914 en la Convención de Aguascalientes se celebrara una elección de presidente, la cual habría sido ganada por Eulalio González, candidato de Villa y Zapata, por lo que Carranza desconocería dicha convención. A inicios de 1915, derivado del desconocimiento de dichas elecciones, se levantaría en armas la facción carrancista en contra de las fuerzas villistas y zapatistas, las cuales finalizarían perdiendo en la famosa batalla de Celaya.

Tiempo después, Carranza entendió que la solución que reivindicaría la economía mexicana debería ser ayudada por el movimiento obrero, por otra parte, comprendió la necesidad de contar con apoyo de las clases bajas de los centros urbanos. Así es como firma un pacto con los representantes de la organización más importante de ese sector en aquel momento, el cual era la Casa del Obrero Mundial.

Generada del descontento social provocado por la posición privilegiada de los extranjeros, los intereses de Carranza se volvieron puramente nacionalistas, los cuales buscaban la creación de un nuevo sistema de dominación en el que ellos, no los extranjeros, tuvieran el pleno control tanto de la actividad política como de la económica y sobre todo de los recursos estratégicos del país.

Dada la importancia que adquirieron los combustibles en la Primera Guerra Mundial, la magnitud que asumía el control del manejo y abastecimiento de petróleo mexicano era un elemento estratégico para dichas naciones en guerra, sin embargo, no generaría ganancias o algún beneficio para México debido a que la entrada de capital externo prácticamente quedaría interrumpida y para agravar aún más el fenómeno, parte del capital nacional y extranjero abandonaría el país.

La influencia de la Gran Guerra sobre el petróleo mexicano fue esencial para la flota británica, la cual abastecería sus navíos con dicha materia prima, por otra parte, se mantendría vigilancia sobre sus competidores alemanes. En dicha vigilancia interceptarían el famoso telegrama **Zimmerman**, en el que Alemania ofrecía ventajas territoriales a México, si este entraba en guerra con los Estados Unidos. Paralelamente, Venustiano Carranza anunciaría las Adiciones del Plan de Guadalupe en 1914, el cual previamente en 1913 dicho plan se habría proclamado con el fin de derrocar el gobierno ilegal de Victoriano Huerta, sin embargo, la actual situación del petróleo mexicano no era del todo convincente para Madero por lo que en el anexo de este plan se añadirían leyes relativas a la explotación de minas, petróleo, agua y demás recursos naturales.



Adicionalmente, se revisaría el régimen fiscal petrolero, se establecerían permisos para la perforación, introduciría la Cláusula Calvo, la cual en otras palabras era la renuncia expresa por parte de los extranjeros a recurrir a la protección de sus gobiernos cuando hubiese un conflicto con el Estado Mexicano, así mismo de someterse a las leyes y jurisdicción mexicana, además haría hincapié en el registro de los activos de las empresas como lo habría decretado en su momento el presidente Madero, finalmente crearía el Departamento de Petróleo, dependencia de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, posteriormente para 1915 se organizaría un grupo de asesores gubernamentales en materia de petrolero que tendría por nombre la Comisión Técnica de Petróleo.

A su vez, Luis Cabrera, un prominente político carrancista apoyaría las medidas que implementaría la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, además él propuso que se debiese incrementar la participación del estado en las operaciones de la explotación petrolera, así como de buscar nuevas fuentes de inversión con el fin de contrarrestar el dominio de los norteamericanos.

Años después, fruto de los esfuerzos de la Comisión Técnica de Petróleo se presentaría un informe en que se concluía que la riqueza del subsuelo debería ser restituida a la nación. Por otra parte, Cándido Aguilar declaró nulos en Veracruz todos los contratos petroleros hechos bajo el gobierno de Huerta y poco después prohibió la venta o arrendamiento de terrenos petrolíferos si antes no se recababa la autorización del gobierno estatal.<sup>14</sup> A su vez, como habría pasado con Madero y apoyados del gobierno americano, las compañías decidirían pagar el derecho de barra bajo protesta, lo que produjo presiones al gobierno carrancista dejando la idea principal, el cual era que fuese cobrado en oro o dólares.

A finales de 1915, la estrategia de Carranza consistía en presionar los intereses creados, hasta que aceptaran la nueva reforma en favor del Estado, por lo que se intentaría por medio de una circular convencer a las compañías de que accedieran a registrar sus activos y proporcionar la información que había sido solicitada desde inicios del año. No obstante,

---

<sup>14</sup> Ibidem, p., 94

iniciando 1916, el Departamento de Estado iniciaría con una serie de protestas debido a la negativa por parte de Cándido Aguilar, el cual, no permitiría la compra y venta de terrenos petrolíferos en el Estado de Veracruz, si previamente no se obtenía la autorización del gobierno.<sup>15</sup> Dicha protesta estaba regida bajo la idea de que se les negaba comprar esos terrenos porque previamente ya se había descubierto un éxito comercial, los cuales estratégicamente querría mantener el gobierno mexicano.

Teniendo en cuenta la situación del país y la falta de cumplimiento en cuestión de los compromisos agrarios, estos revelaban que las leyes con las que se regía el país habían sido rebasadas, por ende, Venustiano Carranza ya con suficientes triunfos políticos y militares plantearía un proyecto de reformas a la Constitución de 1857.

Dicha reforma abarcó 4 flancos importantes para dicha época, aparte de la nueva concepción de los derechos individuales, se realizaron cambios aplicados a la educación, los derechos obreros, la propiedad y posesión de la tierra, asimismo de la explotación de las materias del subsuelo, por lo que se concentraron en esclarecer unos cuantos artículos al nuevo documento siendo anexado el Art.27º, el Art.3º, el Art.123º y el Art. 130º.

Debido a que la propiedad privada predominaba en el país, el artículo 27º fue el más importante de este conjunto de reformas, por lo que el párrafo IV de dicho artículo separaba la propiedad del suelo de la del subsuelo, la cual confería esta última a la nación, reincorporando el petróleo al régimen legal que predominaba en el resto de las explotaciones mineras y hacia inoperantes las disposiciones que al respecto habían elaborado los legisladores del antiguo régimen.

Con el fin de recuperar al menos una parte del control del sistema económico y reclamar una mayor participación de las riquezas petroleras del país, el 25 de enero, sus redactores señalaron que el derecho de propiedad previsto por el artículo 27º permitía a la nación retener bajo su dominio las minas y el petróleo y todo cuanto fuera necesario para su “desarrollo social” poco después sus autores fueron aún más precisos y señalaron:

---

<sup>15</sup> Ibidem, p., 97

***“...lo que constituye y ha constituido la propiedad privada es el derecho que ha cedido la nación a los particulares, cesión en la que no ha podido quedar comprendido el derecho a los productos del subsuelo...”***<sup>16</sup>

Por lo que el primer párrafo del artículo 27º quedaría de la siguiente manera:

***“...La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada ...”***<sup>17</sup>

Por su parte el párrafo IV quedaría de la siguiente manera:

***“...Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales o sustancias que, en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y salinas formadas directamente por las aguas marinas. Los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los fosfatos susceptibles de ser utilizados como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos líquidos o gaseosos...”***<sup>18</sup>

En palabras del ingeniero Pastor Rouaix, quien fue líder del Consejo Técnico Petrolero, el propósito fundamental del artículo 27º era la devolución a la nación de la explotación de los recursos naturales para promover el desarrollo social de México. Por ello se estableció el concepto de dominio directo.

## **1.8 Las leyes reglamentarias (1925-1928)**

Se puede señalar que la política carrancista en relación con los hidrocarburos siempre fue importante, ya que él propone los prescriptos que devolverían el control al Estado, sin embargo, para 1920 se orquestaría un último levantamiento militar en contra de Carranza. Dicho movimiento sería conocido como el Plan de Agua Prieta, el cual, elaborado por Plutarco Elías Calles, Álvaro Obregón y liderado militarmente por Adolfo de la Huerta, pondría fin al gobierno de Venustiano Carranza.

---

<sup>16</sup> Ibidem, p., 111

<sup>17</sup> Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (1917). Artículo 27

<sup>18</sup> Ídem

Una vez consumado dicho plan, el 1º de junio de 1920 Adolfo de la Huerta asumiría la presidencia de México de manera momentánea, pese al poco tiempo de mandato en ese lapso conseguiría la paz interna de la cual los grupos villistas y zapatistas se habrían encargado de arrebatarse. En el panorama internacional el problema radicaba en la necesidad de retomar las relaciones diplomáticas con Estados Unidos, dicho alejamiento se derivó de las reformas del gobierno carrancista por lo que la estabilidad política y el ambiente internacional era precario.

A su vez, Estados Unidos ya no tendría ningún conflicto importante y con la producción de petróleo llegando a su cima, México sería visto como uno de los países con las reservas petrolíferas más importantes, por tanto, como la solución a la inminente escasez de combustible que se suponía iba a padecer Norteamérica por el agotamiento de sus propios campos.<sup>19</sup>

Las primeras acciones de este nuevo gobierno serían hacer importantes concesiones a los intereses norteamericanos para impedir una confrontación directa con quien habría salido de la Primera Guerra Mundial como la mayor potencia mundial, o bien evitando que sus rivales encontraran apoyo en Washington, pero estas no serían fáciles, puesto que el presidente Wilson exigiría el compromiso formal de no aplicar las disposiciones de la Constitución de 1917, puesto que afectaban sus intereses.

Por su parte, el gobierno obregonista no se negaría de celebrar cualquier tratado que asegurara los intereses de los norteamericanos, sin embargo, el gobierno americano propondría un plan creado por ellos, el cual desde sus primeros párrafos anulaba virtualmente el artículo 27º. En relación con lo anterior, el plan propuesto mantendría la idea de que los ciudadanos de ambos países tuvieran los mismos derechos que los nacionales cuando estos radicaran en el otro país, que se dieran garantías en contra de la nacionalización, el reconocimiento de los derechos petroleros y mineros a los extranjeros, así como la devolución o indemnización de los terrenos que fueron tomados a partir de 1910.

---

<sup>19</sup> Meyer, Lorenzo, op cit., p., 157

Por su parte Obregón daría una respuesta diplomática en la cual redactaba que no podía firmar dicho acuerdo, debido a que le quitaría sus atributos a la Suprema Corte de Justicia como único intérprete de la Constitución. No obstante como medida precautoria para satisfacer las demandas de los norteamericanos sin firmar ningún tratado la Suprema Corte de Justicia haría válidos los amparos interpuestos por los abogados petroleros, los cuales consistían en el reconocimiento del carácter no retroactivo con el que se interpretó el párrafo IV del artículo 27º con la condición de que solo aplicaría para aquellos terrenos en que se hubiera ejecutado un "acto positivo, en otras palabras significaba que en los lugares donde se hubiera realizado alguna perforación u otro tipo de acción esta indicaría el deseo del propietario de explotar el petróleo antes del 1 de mayo de 1917.

La política nacionalista promulgada por Carranza seguiría formando parte de las bases del gobierno de Obregón por su parte las empresas petroleras no dejarían de promover su postura ante el artículo 27º el cual buscaban que se derogara, además de que los banqueros insistirían a México que modificara su política petrolera para alentar de nuevo el ingreso de capital externo a esa actividad, o de lo contrario se llegaría a cometer un verdadero suicidio económico, no obstante en Nueva York a mediados de 1921 se crearía una sociedad llamada Amigos de México la cual tenía como objetivo lograr que el gobierno americano accediera a la reanudación de las relaciones diplomáticas con México.

Posteriormente, con ayuda de la cadena de periódicos de Randolph Hearst y después de una serie de pláticas, este apoyaría el gobierno de Obregón, no obstante, atacaría a quienes no reconocían el gobierno mexicano que bajos sus palabras los mayores responsables de dicho conflicto eran los banqueros internacionales y algunos intereses petroleros.

Pasados los años, Obregón seguiría enfrentándose al planteamiento del párrafo IV del artículo 27º, del que fallaría varias veces, sin embargo, él tampoco consideraba rendirse ante la presión norteamericana, por lo que considero que la única opción viable era continuar con el *modus vivendi* en espera de que las circunstancias permitieran una solución para dichos problemas. Posteriormente, la embajada norteamericana junto con la

prensa informaría que las Cámaras se encontrarían realizando un debate en privado en relación con los problemas petroleros, por lo que Álvaro Obregón junto con los legisladores analizarían que convendría más si darle la responsabilidad de formular la legislación petrolera al Ejecutivo Federal o al Congreso. De este modo, Obregón, en su informe al Congreso del 1º de septiembre, aseguró que en poco tiempo se promulgaría la ley orgánica sobre los hidrocarburos, pero no dio mayores detalles sobre su contenido.<sup>20</sup>

Al enterarse las compañías petroleras, estas solicitarían varias veces al Departamento de Estado que impidiera al gobierno mexicano promulgar la ley que, según sus informes, estaban considerando las dos Cámaras del Congreso; puesto que era violatoria para los derechos de las compañías. Seguidamente, los rumores sobre un posible proyecto de ley que acotara el sentido nacionalista no carecían de fundamentos, ya que la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Industria presentarían proyecto.

Dicho esto, el proyecto daba al Ejecutivo amplias facultades extraordinarias que le permitirían nulificar aún aquellos contratos celebrados con anterioridad a mayo de 1917 y señalaba que el monto de los impuestos sería equivalente al 15% o más del valor del producto, por su parte Obregón comprendía claramente el problema al que se enfrentaba; sin embargo, le pareció desastroso, pues las facultades extraordinarias que se le pretendían dar, simplemente no iban a ser aceptadas por las compañías, y no habría forma de obligadas a cumplir con lo que se dispusiera así que insistió en que era necesario que tales facultades correspondieran al Congreso, y que fuera este y no el Presidente quien reglamentara el artículo 27º en todos sus aspectos.

Hartos de la falta de reconocimiento del gobierno obregonista y los rumores de usar la fuerza para tratar los problemas en cuestión de los asuntos petroleros, el gobierno mexicano llevaría a cabo las Conferencias de Bucareli las cuales obtendrían el nombre por las calles donde se encontraba dicho edificio.

---

<sup>20</sup> Ibidem, p., 194

El tema central de las negociaciones del Tratado de Bucareli fue el artículo 27º y la cuestión petrolera, no la agraria ni la deuda externa, como se hizo pensar en su momento. A pesar de que no se llegó a un acuerdo definitivo sobre la interpretación del párrafo IV de este artículo, después de cinco meses de intensas negociaciones, se resolvió en gran medida la situación de las propiedades petroleras adquiridas por los extranjeros antes de la vigencia de la nueva Constitución. Los Estados Unidos aceptaron que los títulos de propiedad absoluta fueran convertidos en concesiones confirmatorias, reconociendo un cambio en el *status* de esta actividad. México, por su parte, tuvo que aceptar una interpretación amplia del "acto positivo", lo que permitiría que prácticamente todas las zonas importantes para las compañías quedaran amparadas por él.

Finalmente, los sucesos que ocurrieron confirmaron la preocupación de Obregón acerca de que la transferencia del poder a Plutarco Elías Calles pudiera desencadenar una rebelión debido a que la opinión pública que tachaba a la Conferencia de Bucareli como la renuncia a las metas nacionalistas de la Revolución, por lo que la postura de Washington en ese momento sería sumamente vital, ya que durante las elecciones de ese mismo año, era imprescindible contar con el respaldo de Washington para asegurar la continuidad del grupo obregonista en el poder. El gobierno de Calles operó a la par que con el de su similar americano Calvin Coolidge el cual estaba dispuesto a brindar protección absoluta a las inversiones de sus compatriotas en el extranjero, dejando en claro que si México pretendía volver a poner en duda los derechos de propiedad norteamericanos en el petróleo o atacaba algo que Coolidge consideraba parte del dominio nacional de su país y en cuya defensa estaba dispuesto a hacer uso de las fuerzas armadas.

Los derechos petroleros habrían encontrado una aparente solución gracias a los acuerdos de Bucareli, sin embargo, el panorama estaría lleno de incertidumbre. Para 1925 las fricciones entre el gobierno americano y el gobierno mexicano volverían surgir, por lo que se reabriría el conflicto que involucraba el problema petrolero, la reforma agraria y la cuestión religiosa. Con poca experiencia debido al poco tiempo de obtener su mandato, Calles nombraría una comisión mixta en el Congreso para que redactase un nuevo

proyecto de ley reglamentaria del artículo 27 en el ramo del petróleo, desechando así aquellos proyectos emanados del régimen anterior.<sup>21</sup>

Por lo que al recibir estas noticias el gobierno americano se alarmaría, ya que en palabras de sus agentes diplomáticos el proyecto de Calles no protegería a quienes no hubieran llevado a cabo el acto positivo referido del Tratado de Bucareli, por otra parte a mediados de octubre el Departamento de Estado le haría saber a Alberto J. Pani, Secretario de Hacienda que las empresas petroleras estaban en desacuerdo de los planes mexicanos por lo que el embajador de Estados Unidos en México, James R. Sheffield, se dirigiría con el Secretario de Relaciones Exteriores con el objetivo de persuadirlo para que firmara el Tratado de Amistad y Comercio que comprometía a México a mantener el statu quo del sector extranjero en la economía.<sup>22</sup> Sin embargo nunca se llegaría a dar un paso firme en este sentido, pero tampoco se desecharía la propuesta inmediatamente

Por consiguiente, Calles le daría instrucciones al Congreso para que aprobase la reglamentación de las fracciones I y IV del artículo 27º, sin demora, dicha cuestión, generó protestas de los norteamericanos ante el Secretario de Relaciones Exteriores, Aarón Sáenz, el cual contestó que las protestas no tenían efecto, ya que dicha legislación aprobada no entraba en vigor aún. De este modo, el 31 de diciembre de 1925, 9 años después de promulgada la Constitución, fue aprobada la primera Ley Orgánica del artículo 27º en el ramo del petróleo y el reglamento a esta ley lo sería en abril del año siguiente y concesiones petroleras.<sup>23</sup>

Derivado de la promulgación de esta ley las empresas interpondrían un diverso número de amparos ante los tribunales mexicanos, seguidamente un comité se pondría en contacto con Calles en donde se discutió que la armonía del país podría regresar si este anulaba los artículos 14 y 15 de la nueva ley orgánica del párrafo III del artículo 27º, el cual limitaba la duración de las concesiones y daban una mala definición del “acto

---

<sup>21</sup> Ibidem, pp. 226-227

<sup>22</sup> Ídem

<sup>23</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op cit., p.,27



positivo". Durante enero y febrero de 1926 un pequeño comité, instruido por Guy Stevens, director de la Asociación de Productores de Petróleo en México (APPM), trató de redactar una reglamentación a la ley orgánica, ya promulgada, que fuera aceptable para ambas partes; pero fue imposible llevar a efecto la iniciativa.

A inicios de 1927 las quejas interrumpidas de las compañías que hacían llegar al Departamento de Estado exigiendo protección fueron los principios de la modificación de la Ley Petrolera de 1925. Sin embargo, fue hasta la llegada del embajador Dwight Whitney Morrow y de su ayudante J. Reuben Clark quienes ya habían estudiado el problema petrolero, por lo que buscarían una solución definitiva a este problema.

El nuevo embajador, acompañado de Clark y antes de tratar el problema con Calles, se entrevistó con los abogados de las compañías para conocer sus puntos de vista. Lo que, en opinión de Morrow, la controversia mostraba, seis aspectos principales: la limitación de las concesiones a cincuenta años, la inseguridad en la confirmación de derechos en la llamada "zona prohibida" la estrecha definición del "acto positivo", la imposición de la Cláusula Calvo, la determinación sobre sí las manifestaciones hechas de acuerdo con la orden de Carranza de enero de 1915 constituían o no un "acto positivo" y el esclarecimiento del carácter exacto de los títulos que los extranjeros poseían sobre todas las tierras adquiridas antes de mayo de 1917.<sup>24</sup>

En consecuencia, el siguiente paso que daría el embajador Morrow sería sentarse con el presidente Calles para charlar sobre el tema, días después tendrían otra reunión en la cual Morrow acompañaría a Calles en una gira por el norte del país con el fin de que los católicos que se encontraban peleando en la Guerra Cristera se dieran cuenta de que no tendrían apoyo de Estados Unidos.<sup>25</sup> Posteriormente, Calles tomaría la iniciativa de plantear una solución al conflicto petrolero en la cual después de una reunión de hora y media llegarían a un acuerdo.

---

<sup>24</sup> Ídem

<sup>25</sup> Meyer, Lorenzo, op cit., p., 270

Morrow le sugeriría a Calles que utilizara un fallo favorable a las compañías, por lo que Calles le aseguraría al Morrow que si esta era solución él lograría que el fallo fuera pronunciado. La Suprema Corte señaló en su decisión que una confirmación de los derechos petroleros de acuerdo con la ley de 1925 equivaldría a una verdadera modificación en perjuicio de los intereses de las empresas y que, por lo tanto, dicha ley debía ser reformada.<sup>26</sup>

Por lo que el 3 de enero de 1928 entraron en vigor las reformas a la ley de 1925, en dichas reformas quedaría estipulado que los derechos adquiridos por quienes hubieran efectuado un "acto positivo" fueron confirmados sin límite de tiempo y adicionaba que no tendría lugar la cancelación de los derechos adquiridos cuando fuesen en favor de los superficiarios y por el tiempo estipulado en los contratos cuando se tratara de derechos derivados de contratos celebrados por los superficiarios o sus causahabientes con compañías petroleras.<sup>27</sup> Sin embargo, los problemas continuarían a lo largo del tiempo y sabiendo que la producción de petróleo en México había alcanzado su nivel más alto en los años veinte y que, por el contrario, los datos menores favorables de producción serían de diez años, estos serían los factores claves que abrirían paso a una nueva legislación petrolera.

Posteriormente, al mando del presidente Abelardo L. Rodríguez, se continuaría lucha por tener más participación de los recursos explotados en México, por lo que se intentaría desarrollar un proyecto para construir una empresa nacional con ayuda extranjera que permitiera la explotación de los recursos estratégicos del país, no obstante los extranjeros rechazarían la idea, pero por su parte México no desdeñaría dicha idea por lo que en el año 1934 se constituiría la sociedad Petróleos de México (Petromex) de la cual el 50% de la participación era proporcionada por el gobierno federal y el resto por particulares de nacionalidad mexicana.<sup>28</sup>

---

<sup>26</sup> Ídem

<sup>27</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op cit., p.,28

<sup>28</sup> Ídem

Posteriormente, el presidente Lázaro Cárdenas propondría impulsar la citada empresa nacional, otorgándole terrenos de la reserva nacional y dejando la administración a los particulares, lo cual daba confianza al público que había suscrito acciones, tal y como lo expresó ante el Congreso de la Unión en 1935, al explicar las razones por las cuales se crea Petróleos Mexicanos, S.A. (Pemex), aumentando a 51 por ciento el capital suscrito por el gobierno federal.

## **1.9 La expropiación petrolera**

Después de 30 años de cambios en la política interna y el continuo problema a lo largo de este periodo, la postulación del ex gobernador de Michoacán, el General Lázaro Cárdenas del Río sería el punto que posteriormente cambiaría el rumbo del país en el ámbito petrolero. Por su parte, hay que decir que la candidatura de Cárdenas no fue de todo el agrado de Calles debido a que este último prefería que el Partido Nacional Revolucionario (PNR) postulara a Manuel Pérez Treviño. Por consiguiente, al ganar la presidencia de México, Lázaro Cárdenas encontraría los mismos problemas en regímenes anteriores, el cual iniciaba con la prominente cantidad de opositores, en este caso seguidores de Calles en el Gabinete, en las Cámaras y en el Partido, por lo que el primer movimiento sería la eliminación de los elementos callistas apoyado de la Confederación de Trabajadores de México (CTM) y de un grupo de campesinos que formaron la Confederación Nacional Campesina (CNC).

Con el apoyo de la CNC, Cárdenas buscaría favorecer a la propiedad rural y con esto a los campesinos, poniendo fin al latifundio, el cual fue uno de los problemas más relevantes de los gobiernos pasados, sin embargo, este no sería tomado en cuenta debido a que la explotación de recursos era la base de la economía. Con una política clara desde el principio, Lázaro Cárdenas intentaría modernizar el país, pero desde un ángulo diferente, esta vez sería apoyando el reparto agrario, fortaleciendo los sindicatos y poniendo fin al carácter colonial de la economía, lo que llevaría a una serie de reformas que cambiarían las características heredadas del Porfiriato.<sup>29</sup>

---

<sup>29</sup> Meyer, Lorenzo, op cit., p., 304

Estableciendo el contexto, debemos tener en cuenta que para 1935 las compañías petroleras tenían el control de más de seis millones de hectáreas, derivándose en el control de la economía mexicana, por lo que al inicio de la presidencia de Cárdenas este ya contaría con el conocimiento de los problemas petroleros el cual dicho de sus palabras “las compañías petroleras se habían comportado como si México fuera tierra de conquista”.

Dicho lo anterior, Lázaro Cárdenas crearía el Plan Sexenal, el cual era un planteamiento de un programa gubernamental con el objetivo de cumplir con la serie de demandas económicas y sociales insatisfechas, en el que dejaría una visión muy nacionalista, pero resaltando que México no podía abstenerse de crear nexos internacionales, pero debía buscar el predominio de los intereses nacionales sobre los extranjeros dentro de sus fronteras. Fue así como se establecieron los medios por el cual se lograría el cumplimiento de dicho plan, los cuales serían la, nacionalización de la riqueza del subsuelo y el aumento las reservas petroleras nacionales.

Por su parte, los petroleros temían que Cárdenas dejara de lado el acuerdo informal de 1928 (Acuerdo Morrow-Calles), por lo tanto, los petroleros recurrirían al gobierno americano exigiendo que tuvieran mano dura y si era factible la misma invasión, ya que si no se arreglaban los problemas estos reavivaría los conflictos, así fue como después de mucha insistencia de la Standard Oil convenció al Secretario de Estado, Cordell Hull, de que la controversia petrolera podía estar en vías de reanudarse.<sup>30</sup>

Para 1938 la Asociación de Productores de Petroleo en México (APPM) se quejaría de la detención del proceso de confirmación de concesiones, pues pensaban que se les obligaría a pagar regalías por las concesiones aún no formalizadas, lo cual era cierto. Sin embargo, por un corto tiempo el panorama entre Cárdenas y las petroleras era estable, no obstante, pronto se tornaría en un ambiente hostil. Dicha hostilidad de las compañías comenzaría con la idea que de la producción se destinara más para el consumo interno que para el internacional, a causa de esto los periódicos en México propagarían la idea de

---

<sup>30</sup>Ibidem, p., 305.

que las reservas petrolíferas del país eran explotadas por el vaivén de los conflictos geopolíticos, sin embargo, México tenía que asegurar una producción regular, debido a que el recurso explotado no era ilimitado. Al finalizar 1935, las empresas petroleras tenían de nuevo problemas laborales en el que el gobierno dio su apoyo a los obreros.<sup>31</sup>

En el año posterior a 1935 el gobierno mexicano tomaría cartas en el asunto, por lo que las medidas tomadas resultarían considerablemente en el desarrollo de los intereses petroleros. La primera de las medidas a tomar sería la promulgación de una ley de expropiación, la cual aparentemente no tenía como objetivo la industria petrolera. La razón principal de dicha reforma era permitir una mejor distribución de la riqueza nacional, lo que facilitaba la expropiación de cualquier propiedad por causa de utilidad pública, estipulando que sería pagada de acuerdo con su valor fiscal en un plazo máximo de diez años.<sup>32</sup>

Continuando con las reformas aprobadas, esta vez tocaría tratar el problema obrero en la industria del petróleo. Desde años atrás, derivado de la injusticia obrera, se iniciaría un movimiento obrero el cual buscaba congregarse a todos los empleados petroleros para formar un sindicato, sin embargo, este no sería exitoso ocasionado de la falta de apoyo político. Para 1934 habría 19 sindicatos independientes y ya con el apoyo del gobierno para 1935 se lograrían fusionar todos estos sindicatos en un solo, dando inicio al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM). Ya consolidado el sindicato, su primer acto sería reunirse en la Ciudad de México con el presidente Cárdenas para proponerle un proyecto el cual buscaba formar el primer proyecto de contrato colectivo de trabajo.

Por su parte, las compañías petroleras al principio estarían de acuerdo, pues lo vieron como algo positivo, ya que estabilizaría las condiciones laborales a pesar de que tuvieran un aumento en los salarios, pero no duraría mucho porque el STPRM exigiría el pago de un aumento de salarios y prestaciones, dicho monto ascendería a sesenta y cinco millones de pesos. Consecuencia de lo anterior, las amenazas comenzarían por parte de la

---

<sup>31</sup>Ibidem, p., 310.

<sup>32</sup> Ibidem, p., 311.

Huasteca, la cual informaría a la embajada que, si México persistía en esa actitud, la situación podría desembocar en su salida del país.

No obstante, el problema no acabaría ahí, ya que a inicio de 1937 el consulado americano se enteraría de los planes que tenía pensado ejecutar la Secretaria de la Economía Nacional, los cuales tenían como objetivo fortalecer la posición de Petróleos Mexicanos. En dicho plan se establecía que todos los yacimientos petrolíferos estuvieran o no amparados por concesiones confirmatorias, eran propiedad de la Nación, además de crear una disposición en virtud de la cual todas las reservas nacionales serían explotadas por Petróleos de México (Petromex).

La relación se haría más débil después de que el gobierno mexicano a través de la prensa circulara una nota en la cual se evidenciaría los preparativos de la nueva disposición relacionada con el petróleo. Dicho decreto tenía como objetivo que toda persona o empresa dedicada a la explotación del subsuelo pagaría regalías al gobierno federal, tal y como lo estipulaba el artículo 27 constitucional. Las regalías tendrían que ser pagadas por todos, sin importar el tipo de concesiones del que disfrutaran y equivaldría al 10% del valor bruto de la producción; el gobierno sería socio de las empresas, así pues, la controversia continuaría.<sup>33</sup> Con el apoyo del gobierno americano, las compañías rechazarían rotundamente las pretensiones mexicanas, dicho de este modo el Departamento de Estado exigiría que se respetara el acuerdo informal del presidente Calles y el embajador Morrow. Como respuesta, la Secretaria de Relaciones Exteriores no daría muestras de retroceder, por lo que, ante la inminencia de dicha promulgación, las empresas petroleras le harían una petición a Cordell Hull para que interviniera en el conflicto, evitando tal legislación.

Washington, por su parte, invitaría al gobierno mexicano a no modificar las condiciones que se mantenían en su momento y si el gobierno solo necesitaba un aumento de recursos, como había dicho el Secretario de Relaciones Exteriores, Ramón Beteta Quintana, solo debería aumentar un poco los impuestos petroleros sin tener que

---

<sup>33</sup> Ibidem, p., 315.

convertirlos en regalías. Como fin de encontrar una solución, el gobierno mexicano intervendría en los conflictos obrero-patronales existentes, sin embargo, dicha intervención no tendría frutos, ya que las empresas solo darían como límite de aumento salarial la suma de catorce millones, no obstante, la CTM rechazaría dicha oferta después de una larga negociación.

Paralelamente, el presidente Cárdenas se reuniría con los empresarios norteamericanos a los que informaría que, si no llegaban a un acuerdo con sus obreros, el gobierno intervendría directamente; lo cual equivaldría a poner la industria en manos de supervisores oficiales por el tiempo que fuese necesario. Poco tiempo después, antes de que se llegara a poner en peligro la actividad económica del país, la CTM pidió a la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje que el litigio entre el STPRM y las empresas fuera declarado “conflicto económico”, pasado los días la petición sería aceptada de inmediato, resultando en lo siguiente: mientras los obreros reanudaron sus labores, las compañías deberían someter su contabilidad al examen de las autoridades a fin de averiguar si estaban o no en situación de satisfacer las demandas de los trabajadores.<sup>34</sup>

Con políticas diferentes respecto a los salarios, el gobierno mexicano no coincidía con ninguno de los puntos de las empresas, por lo que el Presidente Cárdenas hizo saber a su embajador ante la Casa Blanca que el conflicto petrolero no podía tener otra solución que no fuera el aumento del control gubernamental sobre la industria; en adelante, la fijación de salarios e impuestos se haría de acuerdo con los estudios realizados por las dependencias oficiales.<sup>35</sup>

Seguidamente, el informe que dictaminaría la solvencia económica de las empresas petroleras estaba listo, en el cual mostraba que el aumento salarial debería ser de veintisiete millones de pesos y no de doce millones como querían las compañías, además las compañías refutarían dicho informe, pues este indicaba que sus ganancias de 1936 ascendían a setenta y siete millones y no dieciocho millones como ellos reportaban.

---

<sup>34</sup> Ibidem, p., 319.

<sup>35</sup> Ibidem, p., 321.

Mientras los procedimientos legales seguían su curso, los representantes de las principales empresas petroleras y el presidente Cárdenas se entrevistaron varias veces durante agosto y octubre a fin de llegar a un entendimiento, sin embargo, ellos no estaban dispuestos, ni podían, ir más allá de lo ofrecido en relación con los aumentos de salarios. De una manera más o menos pasiva, hicieron saber a Cárdenas que detendrían sus operaciones si el gobierno mexicano insistía en llevar a la práctica las recomendaciones mencionadas en el informe de los expertos. La reacción del presidente Cárdenas no fue clara, sin embargo, si se mostró molesto por el hecho de que las empresas trataban de involucrar a sus gobiernos en la solución del conflicto.

En este contexto, el gobierno de México decidiría probar una nueva estrategia para dividir al grupo petrolero ofreciendo concesiones atractivas a algunos de sus miembros, por lo que la compañía más adecuada para implementar esta estrategia sería El Águila, ya que era la empresa más importante en términos de inversiones del grupo en México además de que tenía una protección relativamente menor debido a la zona de influencia norteamericana y la postura de Washington hacia la intervención directa en países latinoamericanos.

Previamente, las relaciones entre El Águila y la administración cardenista no habían sido diferentes de las que tenían con otras compañías, ya que desde 1934, la empresa se había involucrado en un litigio legal sin éxito con una compañía mexicana por el control de ciertos terrenos en Amatlán, dicho conflicto continuó durante el periodo cardenista hasta que en marzo de 1937, las cortes mexicanas dieron carácter federal a los terrenos que esta compañía consideraba suyos, sin embargo, este evento no frenó las negociaciones entre la compañía anglo-holandesa y el gobierno mexicano que resultó en la explotación de importantes yacimientos en Poza Rica. Dichas negociaciones se llevaron a cabo en secreto durante un largo tiempo y con poca publicidad para que el 11 de noviembre, a sorpresa y disgusto de las compañías estadounidenses, se anunciara un acuerdo firmado por el presidente Cárdenas y El Águila para explotar juntos los yacimientos de petróleo de Poza Rica. Según el acuerdo, El Águila adquiriría el control de trece mil acres de tierra petrolera con una reserva estimada en quinientos millones de barriles.



Además, en dichas negociaciones El Águila acordó entregar al Estado entre el quince por ciento y el treinta y cinco por ciento de la producción de petróleo, lo que se estimaba que generaría una cantidad significativa de ingresos para el gobierno. Pero lo más importante era que se creía que este acuerdo impediría que El Águila adoptara las mismas posturas que la Standard Oil y otras compañías estadounidenses, poniendo en peligro su control sobre Poza Rica.

Más adelante las maniobras no se detendrían, ahí el Secretario de Economía, Rafael Sánchez Tapia, intentaría convencer a al encargado de negocios norteamericano, Pierre Boal de que siguieran la misma estrategia que la compañía El Águila y así el gobierno mexicano se convirtiera socio de explotación de los recursos, sin embargo, la relación entre El Águila y el gobierno mexicano se rompería debido a que la compañía extranjera preferiría mantener sus nexos con las empresas americanas.

Continuando con el conflicto, el 18 de diciembre de 1937, la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje procedería a dar el fallo en el conflicto legal que tenían los empleados en contra de las compañías. Su decisión fue en base al estudio realizado por los expertos en el cual se determinaba que, si eran capaces de solventar dicho aumento en el salario, dando como resultado un aumento de 26,332,756 pesos en el costo del contrato, dicho esto era de esperarse las compañías rechazarían rotundamente el cumplimiento. Al término del año 1937, a pesar de las quejas de los petroleros sobre la falta de justicia, el subsecretario de Estado Sumner Welles informó que los Estados Unidos no pretendían forzar a México para resolver la disputa petrolera, ya que las relaciones con ese país eran buenas y no querían deteriorarlas sin motivo. Sin embargo, comenzó a notarse cierta presión por parte de los Estados Unidos, puesto que el Departamento de Estado, que hasta entonces había estado observando desde la distancia, empezó a tomar medidas en contra de México.

A principios de 1938, el presidente Cárdenas expresó en su mensaje de Año Nuevo a la nación que su gobierno no se oponía al capital extranjero, pero que no permitiría que este mantuviera una posición privilegiada como en el pasado, por su parte las empresas decidirían enviar a Thomas Armstrong de la APPM a México para tratar de llegar a un

acuerdo con las autoridades mexicanas. Al mismo tiempo, los líderes de las principales empresas estadounidenses visitarían la embajada para solicitar al presidente Cárdenas ser moderado, ya que temían que su objetivo no fuera solo obtener un aumento de salarios, sino apoderarse de la industria.

Posteriormente, dicha reunión entre Thomas Armstrong y el presidente Cárdenas no sería la más amena posible debido a que previamente las empresas petroleras habrían aplicado diversas maniobras como detener la venta de combustible o retirar sus depósitos bancarios, todo esto para presionar la economía mexicana con el fin de que cedieran de sus peticiones. Dicho de otro modo, la charla entre ambos no daría ningún resultado, ya que Armstrong sostendría que las utilidades de las empresas habían sido en 1937 de únicamente 19 millones de pesos, y que no estaban en posibilidad de aumentar los salarios en el monto indicado por el estudio realizado por los peritos mexicanos el cual está basado en cifras irreales. Sin embargo, el Secretario de Trabajo le señaló que, de no llegarse a una solución adecuada, Lázaro Cárdenas no dudaría en tomar la industria petrolera.

Sin embargo, las empresas dejarían en claro que no retomarían las negociaciones y mucho menos pagarían lo solicitado por la STPRM. Como respuesta a dicho evento, la Suprema Corte daría el fallo al amparo interpuesto por las compañías, el cual sería negativo, en otras palabras, no procedería el amparo, por lo que se les dio un plazo de siete días para cumplir lo establecido.

Ante dicha alarma, el embajador Daniels intervendría en dicho conflicto fungiendo como un moderador entre los petroleros y el gobierno mexicano, a causa de esta razón el embajador Daniel recomendaría a los petroleros a pagar lo establecido debido a la buena relación que se tenía con México evitando así un rompimiento entre ambas partes. Días después se llevaría a cabo una segunda reunión entre el presidente Cárdenas, funcionarios mexicanos y un grupo de petroleros, pero no se llegaría a ningún acuerdo.

Posteriormente, los representantes de El Águila se reunirían con Ramón Beteta en el que acordaban que pagarían un aumento de veintidós millones de pesos e invertirían los otros cuatro millones en obras que beneficiaran al obrero, pero dicha solución no sería aceptada. Finalmente, se concretaría una tercera reunión el 8 de marzo donde Lázaro Cárdenas insistiría en que se pagaran los 26 millones establecidos dándoles una garantía de reglamentar el laudo para que no se generara algún conflicto posterior, sin embargo, las compañías seguirían resistiendo. Paralelamente, ese mismo día, al finalizar dicha reunión, Lázaro Cárdenas abordaría el problema con su equipo de trabajo, en la cual las opiniones de los miembros del gabinete serían diferentes.

A pesar de esto, acordaron elaborar un plan de emergencia en caso de que las empresas detuvieran sus operaciones. Al finalizar la reunión, debido a la falta de consenso entre sus colaboradores, el presidente Cárdenas decidió que, si las circunstancias lo exigían, tomaría medidas para expropiar la industria petrolera. Al día siguiente, bajo las órdenes de Cárdenas, el Secretario de Relaciones Exteriores, Ramón Beteta a través de un mensaje firmado por él, informaría que el problema petrolero solo podía tener dos soluciones, la primera de ellas era nombrar por parte de los obreros un interventor en las diferentes empresas o declarar nulos los contratos y aplicar la ley de expropiación.<sup>36</sup>

De este modo, después de visitar a un empresario azucarero el día 10 de marzo, el presidente Cárdenas se reuniría con el General Francisco Múgica, quien fue partidario de la política de mano dura contra las empresas. En dicha reunión ambos llegarían a la conclusión de que Estados Unidos y Gran Bretaña no podrían agredir a México debido al conflicto europeo en puerta (Segunda Guerra Mundial), por lo que se preparó un manifiesto anunciando la expropiación de la industria petrolera.

Cuando por fin llegó el plazo de tiempo dado por parte de la Suprema Corte, el 15 de marzo la JFCA informaría a los petroleros que tenían que cumplir con lo establecido ese día hasta las 5 de la tarde como horario máximo, por su parte las petroleras respondieron una negativa por lo que al día siguiente se les declararían empresas en rebeldía.

---

<sup>36</sup> Ibidem, p., 339.

En conclusión, el 18 de marzo se volvería a reunir con los petroleros, pero se repetiría la situación de la reunión anterior, por tal motivo no sería posible llegar a un acuerdo sobre los puntos administrativos, seguidamente esa noche, el presidente Cárdenas convocó a una nueva reunión de su gabinete e informó a sus ministros su decisión de expropiar. En última instancia, dijo Cárdenas al general Eduardo Hay, que era preferible destruir los campos petroleros, con tal de que esa industria dejara de ser el obstáculo al desarrollo del país, como hasta entonces había sido.

Finalmente, a las 21.45, se firmó el acta de expropiación y a las 22 horas el presidente desde el Salón Amarillo del Palacio Nacional procedió a anunciar por radio su decisión a la nación. En conclusión, la decisión del Estado Mexicano tomaba los bienes de 16 compañías petroleras, lo que fue más una nacionalización que una simple expropiación; es decir, la toma de las propiedades de las compañías petroleras no fue una acción individualizada y particular, sino una medida encaminada a operar un cambio sensible en la estructura económica del país, característica primordial de la nacionalización.

### **1.10 Cantarell: La consolidación del petróleo en México.**

Después de la serie de cambios que sufrió México en materia de legislación energética, ya con un marco jurídico constituido que luchaba por los intereses nacionales, las operaciones petroleras bajo las órdenes de Petróleos Mexicanos continuarían principalmente al norte del país, lo que daría pie a los inicios del Sistema Nacional de Refinación (SNR) derivado de la recuperación de bienes que trajo la expropiación. De tal manera que se llevaría a cabo la reconfiguración y/o creación de refinerías extendidas a lo largo del país (Ciudad de México, Salamanca y Minatitlán).<sup>37</sup>

Por otra parte, las primeras operaciones de reconocimiento en las zonas marinas comenzarían en 1966 sin embargo, no fue hasta el término del reconocimiento de los yacimientos terrestres en los estados de Chiapas y Tabasco en 1972. Inicialmente se

---

<sup>37</sup> Martínez Mateo, B.R.(2019). *Análisis y Perspectivas de la Implementación de la Reforma Energética en México* [Tesis para obtener el título de Ingeniera Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México]

delimitaría el campo Chac por lo que, el 23 de junio de 1979 se iniciaría con la explotación de estos campos dando como resultado un pozo productor de aceite de 22° API y una columna de 974 metros al que llamarían Cantarell 2095.<sup>38</sup>

A la par ese mismo año, se lograría una producción promedio de 42 mil barriles diarios por pozo en el campo Akal, simultáneamente se iniciaría la producción en el campo Nohoch con un volumen de 2.18 Mbd. Además, se descubriría el campo Kutz, lo que haría que dichos acontecimientos sumaran importancia ya que tendrían lugar en un contexto caracterizado por los altos precios del crudo debido a los conflictos árabe-israelí (Guerra de Yom-Kipur) y las disputas entre los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), entre otros factores por lo que, esta situación incentivó la actividad petrolera en el país llevándolos a una fuerte inversión en el sector upstream.<sup>39</sup>

Derivado de dicha situación fructífera para México, el inicio de la producción en Cantarell llegaría a 50,000 barriles por día, sin embargo, solamente un año después bastaría para elevar la producción sobrepasando los 610 Mbd, tres años más tarde la producción de este campo ya habría sobrepasado el millón de barriles diarios con tan solo la perforación de 40 pozos en todo el campo, lo que denotaba el gran comportamiento exponencial de la producción, así como los factores que influían en esta.

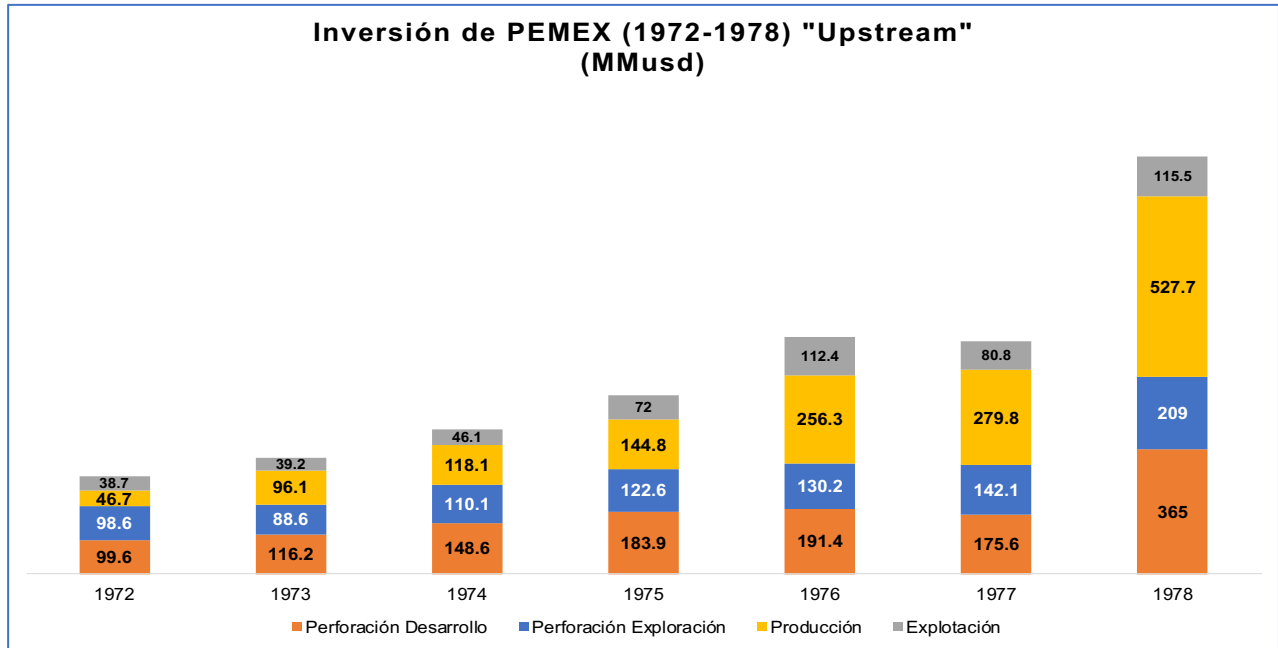
A consecuencia de grandes volúmenes de producción, bajo las órdenes de Antonio Dovalí Jaime, director general de Petróleos Mexicanos, el sistema de refinación se convertiría en un vital factor para la cadena de valor por lo que se inauguraría la Refinería Miguel Hidalgo en Hidalgo y se ampliaría la capacidad de refinación de las refinerías existentes en el país. Sin embargo, como se observó en años atrás el costeo de alguna remodelación o creación de infraestructura debe ser soportado por algún ente o entidad financiera mismos que se describen en la Ilustración 2, la Ilustración 3 y la Ilustración 4.

---

<sup>38</sup> Romo, D.(2015). *El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana*.

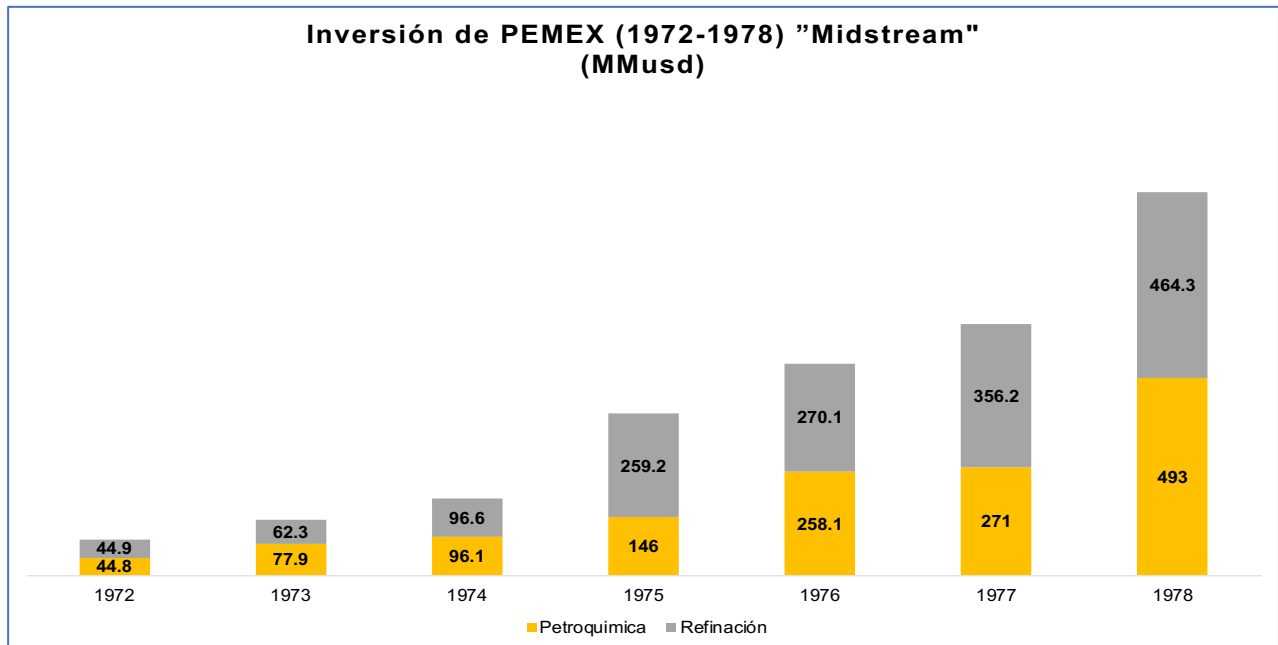
<sup>39</sup> Idem

Ilustración 2. Inversión de Pemex (1972-1978) "Upstream"



Fuente: Elaboración propia con datos de Petróleos Mexicanos<sup>40</sup>

Ilustración 3. Inversión de Pemex (1972-1978) "Midstream"

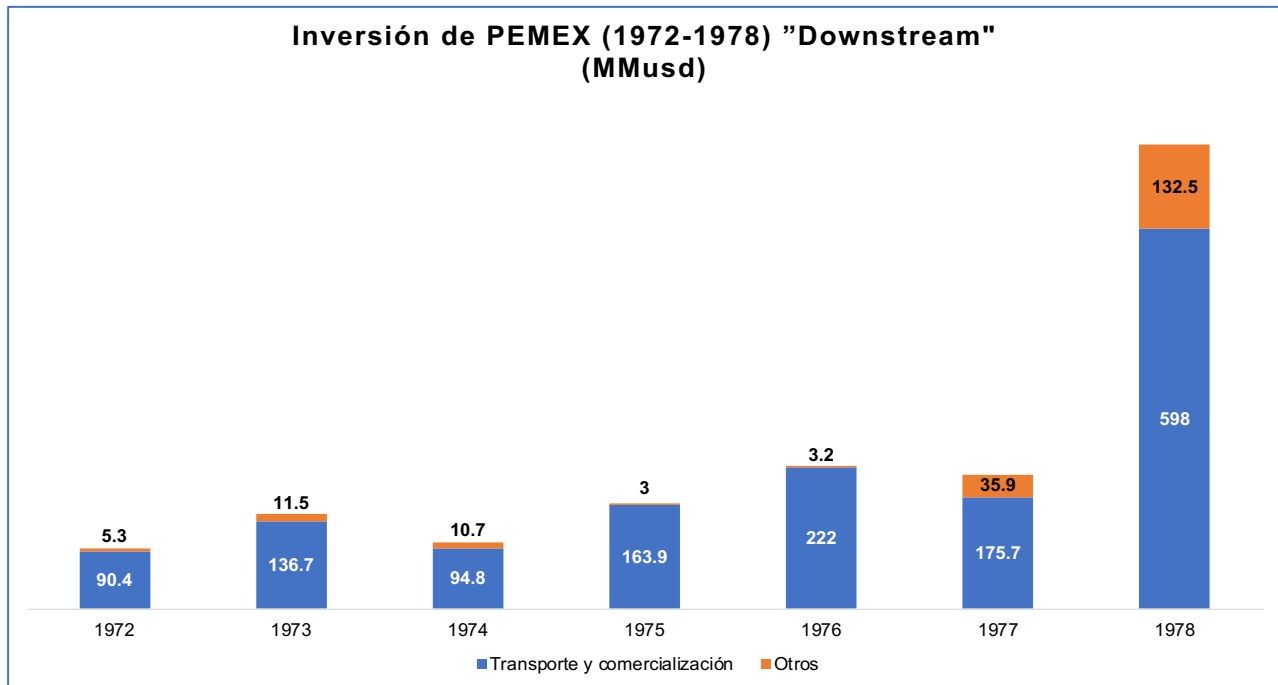


Fuente: Elaboración propia con datos de Petróleos Mexicanos<sup>41</sup>

<sup>40</sup> Petróleos Mexicanos, Anuarios Estadísticos.

<sup>41</sup> Ídem

Ilustración 4. Inversión de Pemex(1972-1978) "Downstream"



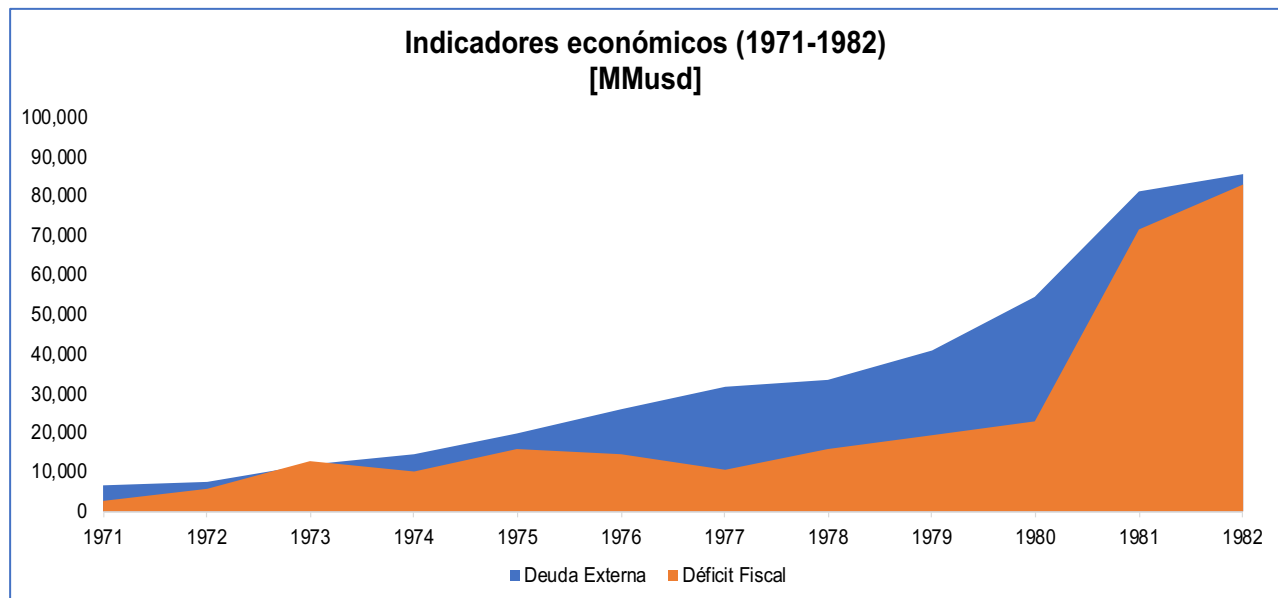
Fuente: Elaboración propia con datos de *Petróleos Mexicanos*<sup>42</sup>

Estas operaciones generaron que México tuviera un incremento significativo en el endeudamiento en moneda extranjera pasando de una deuda de 4,000 millones de dólares a más de 80,000 millones de dólares. Por lo que en vista de las dificultades financieras que enfrentaba el gobierno para seguir pagando su deuda, se tomaría la decisión de decretar una suspensión de pagos por un período de seis meses (de agosto de 1982 a enero de 1983) en México. Como resultado, el gobierno mexicano se vería obligado a devaluar el peso con relación al dólar estadounidense en un 170%, entre diciembre de 1981 y septiembre de 1982.<sup>43</sup> Dicho comportamiento queda representado en la Ilustración 5.

<sup>42</sup> Ídem

<sup>43</sup> Romo, Daniel, op. cit.,

Ilustración 5. Indicadores económicos (1971-1982)



Fuente: Elaboración propia con datos del Fondo Monetario Internacional<sup>44</sup>

Además, como medida para subsanar las finanzas públicas se le impondría a Petróleos Mexicanos la obligación de auxiliar al fisco con el pago de impuestos, la recaudación del impuesto sobre el valor agregado y del impuesto especial sobre producción y servicios, de manera tal que sus contribuciones fiscales pasaron de 16% en 1981 al 43% del total de ingresos públicos en ese 1983.<sup>45</sup>

Esta situación esta impactaría radicalmente en el nivel de inversión petrolera, lo que llevaría a el ajuste del portafolio de Petróleos Mexicanos dando paso a priorizar las operaciones de explotación limitando la atención a actividades de refinación, petroquímica y exploración por lo que la actividad primordial se enfocaría en Cantarell. No obstante, el gobierno mexicano accionaría un plan para renegociar la deuda externa logrando que se redujeran las presiones financieras las cuales incluían los pasivos de Petróleos Mexicanos.<sup>46</sup>

<sup>44</sup> Fondo Monetario Internacional

<sup>45</sup> Romo, Daniel, op. cit.,

<sup>46</sup> Ídem



### **1.11 Despetrolización de la economía mexicana.**

Para 1981, los ingresos provenientes del petróleo representaban aproximadamente el 72% de las exportaciones totales. Esta situación llevó a que la economía dependiera en gran medida de los mercados petroleros y financieros, los cuales eran notoriamente inestables. Por ende, se produciría una fuerte "petrolización" de la economía, donde la dependencia de esta industria era prácticamente absoluta. De tal motivo se dio pie a otra medida de rescate, iniciando con la apertura al comercio internacional por medio de la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) donde el sector energético quedaría excluido, no obstante, en 1989 se fundaría PMI Comercio Internacional S.A. de C.V. la cual fungiría como vehículo comercial de Petróleos Mexicanos de manera internacional.<sup>47</sup>

Por otra parte como señal de esperanza, la producción del macro yacimiento Cantarell sería tan buena que se recuperarían ligeramente las inversiones hechas a Petróleos Mexicanos, además dicho panorama alentaría las inversiones, las cuales ascendieron a casi la quinta parte de las erogaciones realizadas en el ámbito de la explotación y producción de Petróleos Mexicanos, siendo sus principales objetivos; la incorporación de reservas, mantener la plataforma de producción, incrementar la capacidad de deshidratación de gas, su transporte y la terminación de la plataforma de perforación Nohoch C.

Posteriormente para 1994 una crisis financiera volvería a azotar la economía nacional por lo que se realizaría un nuevo ajuste en el gasto público, sin embargo, a diferencia de años pasados este canalizaría gran parte de las inversiones en Cantarell puesto que el petróleo se otorgaría como garantía de los préstamos obtenidos además de que los datos de producción eran bastante alentadores.

---

<sup>47</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op cit., p..52

La gestión de esta administración tendría como resultado la “despetrolización” de la economía, ya que las exportaciones petroleras representaron solo el 12% del total al final del periodo. Al mismo tiempo, la participación de las manufactureras en las exportaciones aumentaría significativamente, pasando del 56% en 1988 al casi 70% en 1994. Además, la proporción de los ingresos petroleros con respecto a los ingresos totales del gobierno federal disminuyó del 35% al 27%.

### **1.12 Cantarell: El principio del fin.**

Durante la administración gubernamental del presidente Ernesto Zedillo, se implementarían cambios significativos en el ámbito energético. En primer lugar, se reformaría la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y se eliminaría la antigua Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal para dar lugar a la actual Secretaría de Energía (SENER).<sup>48</sup>

En consecuencia, se abrió lugar a nuevas reformas legales que tuvieron un impacto importante en la liberalización parcial del mercado de gas natural en donde se abrió la posibilidad de que los particulares participaran en actividades que antes eran exclusivas de Pemex. Además, se llevaron a cabo reformas para fomentar un mercado de Gas LP más ordenado y competitivo. De tal manera que se crearía la Comisión Reguladora de Energía (CRE) consolidando su carácter como un organismo especializado y desconcentrado de la Secretaría de Energía la cual estaba facultada para resolver cuestiones en términos técnicos y operativos. Asimismo, se ampliarían sus facultades reguladoras para incluir el gas natural, además de la energía eléctrica.

Por otra parte, a finales de los años 90, Cantarell comenzaría en declive por lo que al ser sostén de la economía mexicana se daría paso a su optimización, de esta manera se llevarían a cabo 2 proyectos de gran magnitud, el primero de ellos sería el Proyecto de Optimización de Cantarell (POC) y los Proyectos de Inversión de Infraestructura

---

<sup>48</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op cit., p.55.

Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS) ambos con el fin de expandir la producción de petróleo y gas.

El Proyecto Cantarell (POC) sería concebido con el objetivo de mejorar la infraestructura y mantener la presión del yacimiento para aumentar su producción. Para lograr dicho objetivo, se decidió utilizar la inyección de nitrógeno, aunque dicha elección generó controversia, ya que algunos expertos argumentarían que la reinyección de gas natural era la opción técnica más adecuada. Sin embargo, la decisión se basaría en consideraciones económicas, dado el bajo precio del nitrógeno y la posibilidad de evitar importaciones de gas natural.<sup>49</sup>

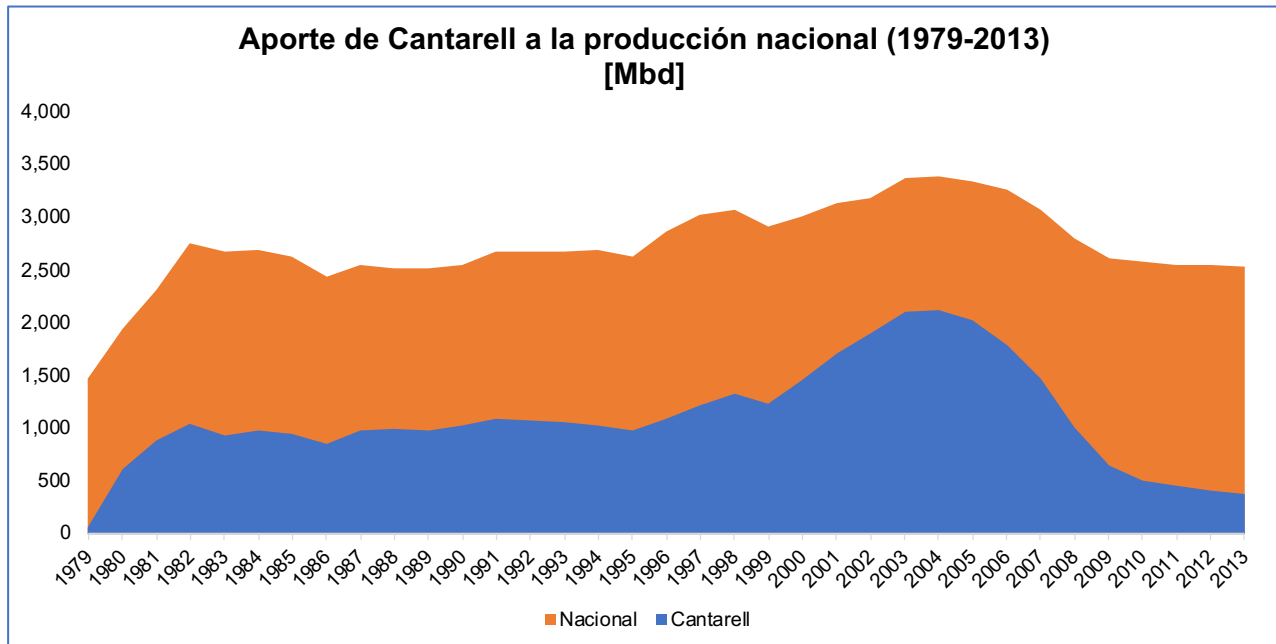
Derivado de realizar inversiones anuales cercanas a los 2,000 MMUSD en Cantarell, se observarían mejoras en la plataforma de producción del mega yacimiento. Durante el periodo de 1995-2000, se registrarían niveles promedio de producción nacional del orden de 2,933.7 Mbd y 4,468.1 MMpcd, lo que en comparación con el gobierno anterior representaba un incremento de volúmenes en 11.7% y 23.9% respectivamente. Dicha tendencia se vería hasta 2004, cuando Cantarell alcanzó su pico histórico de 2.1 MMbd, lo que elevó la producción nacional a 3.4 MMbd, mismo que se describe en la Ilustración 6.<sup>50</sup>

---

<sup>49</sup> Idem

<sup>50</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op cit., p.56.

Ilustración 6. Producción de Hidrocarburos en México (1979-2013)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>51</sup>

El pico de producción de petróleo coincidió con un escenario internacional que favorecía el alza de precios, los cuales no se veían desde la década de 1980. Haciendo que fuera extremadamente beneficioso para el Estado, ya que las exportaciones de crudo generarían ganancias superiores a los 21,000 MMUSD en 2004. En ese momento, México se establecería como el principal exportador de crudo en América Latina, con un volumen promedio anual de exportaciones de 1.8 MMbd y produciendo el 63% de los productos petrolíferos consumidos.<sup>52</sup>

Para 2008, con un panorama político diferente y con una preocupación en torno a la disminución de la producción debido a la declinación de Cantarell, el gobierno realizaría una reforma legal acotada en la que dejaba fuera algún cambio sustancial en el artículo 27º de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM). Las iniciativas legislativas presentadas por el presidente Felipe Calderón giraban en torno a 3 ejes

<sup>51</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema de Información de Hidrocarburos

<sup>52</sup> Martínez Mateo, B.R, op. cit.,

fundamentales, los cuales buscaban la modificación a los modelos de organización industrial, gobernanza y regulación sectorial y gestión de Petróleos Mexicanos.<sup>53</sup> Dichas modificaciones buscaban una mayor autonomía en materia financiera, presupuestal y administrativa para Petróleos Mexicanos, la incorporación de particulares en el área de comercialización, así como de una clara separación y diferenciación entre política, regulación y administración energética. Finalmente, como resultado de diversas negociaciones entre los grupos parlamentarios, la reforma fiscal aprobada incluiría diversas reformas legales del sector hidrocarburos, la creación de organismos y de diversas leyes.

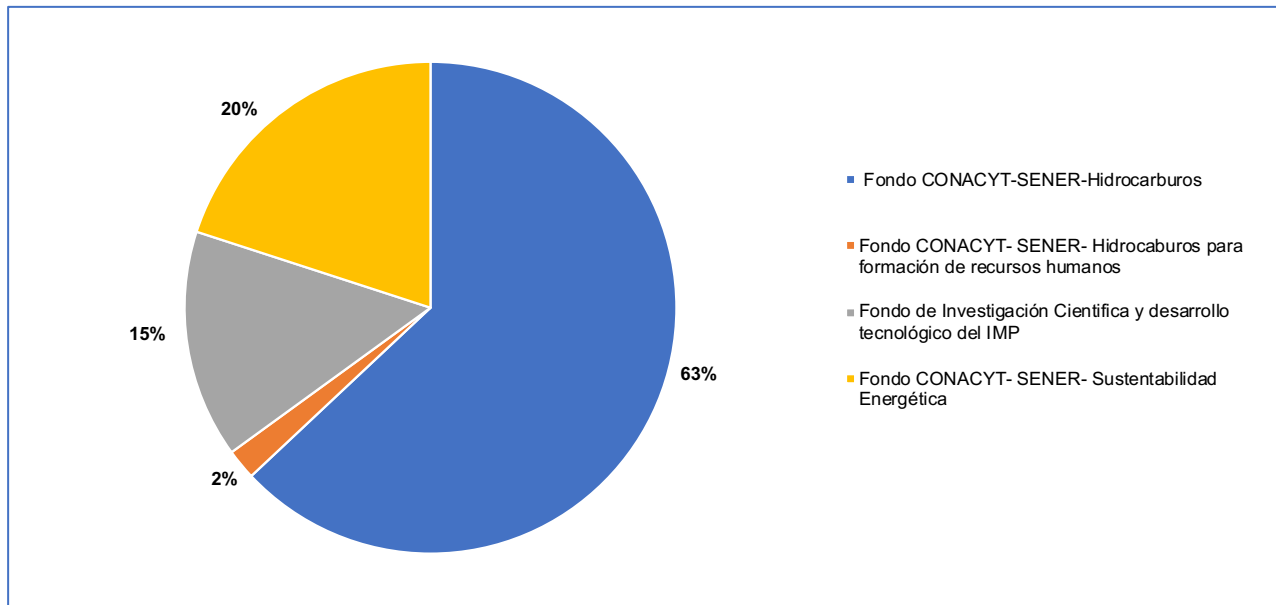
Retomando algunos de los puntos anteriores, destaca la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual tendría como objetivo brindar apoyo técnico a la Secretaría de Energía. Como parte de los aciertos conseguidos por esta reforma se conseguiría un decremento gradual en el impuesto por extracción de hidrocarburos pasando del 79% al 71.5% y el tratamiento a campos abandonados o en proceso de abandono, además de la aprobación de fondos con el fin de impulsar la investigación y desarrollo tecnológico.

Dichos fondos serían abastecidos con recursos provenientes de los impuestos por extracción. Teniendo un crecimiento gradual de 0.15% a 0.5% del total de los impuestos en el periodo que comprendía de 2008-2011, por lo que la distribución de los fondos quedaría representada en la Ilustración 7.

---

<sup>53</sup> Ortega Lomelin, Roberto, op. cit., pp.64-65

Ilustración 7. Fondos del Sector Hidrocarburos



Fuente: Obtenida del libro "La Evolución Constitucional de la Energía a partir de 1917"<sup>54</sup>

Sin embargo, dichas medidas no tendrían un fuerte impacto debido a que la industria energética a nivel internacional enfrentaría diversos cambios derivados de la Gran Recesión en Estados Unidos, así mismo otro factor a resaltar es el auge de la tecnología de fracturamiento hidráulico "**fracking**" la cual se desarrolló para la explotación de yacimientos no convencionales en Estados Unidos, por ende a medida que el vecino del norte perforaba más pozos con dicha tecnología, México se rezagaba por falta de innovación tecnológica. Finalmente, dicha reforma no tendría ningún impacto en los límites máximos de costos que Petróleos Mexicanos podía deducir "**CapEx**".<sup>55</sup>

---

**Fracking:** Método de extracción de gas y petróleo que utiliza la fracturación hidráulica, inyectando fluidos a alta presión en rocas para liberar recursos energéticos.

**CapEx:** Acrónimo de "gastos de capital" en inglés ("Capital Expenditure"). Se refiere a los fondos que una empresa invierte en activos a largo plazo.

<sup>54</sup> Ídem

<sup>55</sup> Ídem

## **2. Avances, retos y resultados de la Reforma Constitucional en Materia de Energía de 2013, mejor conocida como Reforma Energética.**

Con un cambio en la política interna del país y con nuevas ideas, pero con un mismo problema en común, las reformas promulgadas en 2008 por el entonces presidente Felipe Calderón darían las bases al proyecto que planteaba un cambio estructural al sector energético en México. Dicho cambio se basaría en las siguientes premisas: falta de aprovechamiento de recursos no convencionales, falta de innovación en tecnologías, caída exponencial de la producción nacional, falta de recursos para inversión por parte del Estado mexicano, entre otras.

Por tales circunstancias, el gobierno del presidente Enrique Peña Nieto propondría un cambio en la estructura del sector energético basado en los paradigmas aplicados en Brasil y Colombia años atrás, de los cuales propondrían objetivos claros. Principalmente, el objetivo era modernizar y fortalecer a Petróleos Mexicanos y a la Comisión Federal de Electricidad como Empresas Productivas del Estado 100% mexicanas, sin privatizarlas. Esto implicaba reducir la exposición del país a riesgos financieros, geológicos y ambientales en la exploración y extracción de petróleo y gas, además de asegurar que la Nación tuviese el control exclusivo de la planificación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la luz.<sup>56</sup>

Por otra parte, se pretendía atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país y garantizar un mayor abasto de energéticos a mejores precios. Esto se lograría mediante el cumplimiento de estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, así como una mayor transparencia y rendición de cuentas. Finalmente, se consideró vital combatir la corrupción en el sector energético y fortalecer la administración de los ingresos petroleros, impulsando el ahorro a largo plazo en beneficio de las generaciones futuras. Por lo que, después de una serie de debates en el Senado de la República, se aprobaría una Reforma Constitucional en Materia Energética.

---

<sup>56</sup> Gobierno de México. (2013). "Explicación ampliada de la Reforma Energética".

Los cambios radicarían principalmente con la modificación de los artículos constitucionales 25, 27 y 28, además de la creación y modificación en la estructura institucional, así como de la legislación secundaria, como se muestra en la Ilustración 8, Ilustración 9, Ilustración 10 y la Ilustración 11.

### *Ilustración 8. Modificaciones Constitucionales*

The infographic is enclosed in a blue border and contains three items, each with a blue circle containing a white number (25, 27, or 28) and a vertical blue bar to its right. Item 25 has one bullet point. Item 27 has two bullet points. Item 28 has three bullet points. At the bottom left of the box, there is a legend for 'EPE'.

- 25** • Se incorpora el término EPE para PEMEX y CFE.
- 27** • Celebración de contratos con particulares para la exploración y extracción de hidrocarburos.  
• El petróleo y los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, son propiedad de la Nación sólo mientras se encuentren en el subsuelo.
- 28** • Se crea el fideicomiso denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.  
• El poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores en materia energética, denominados CNH y CRE.  
• El estado no constituirá monopolios.

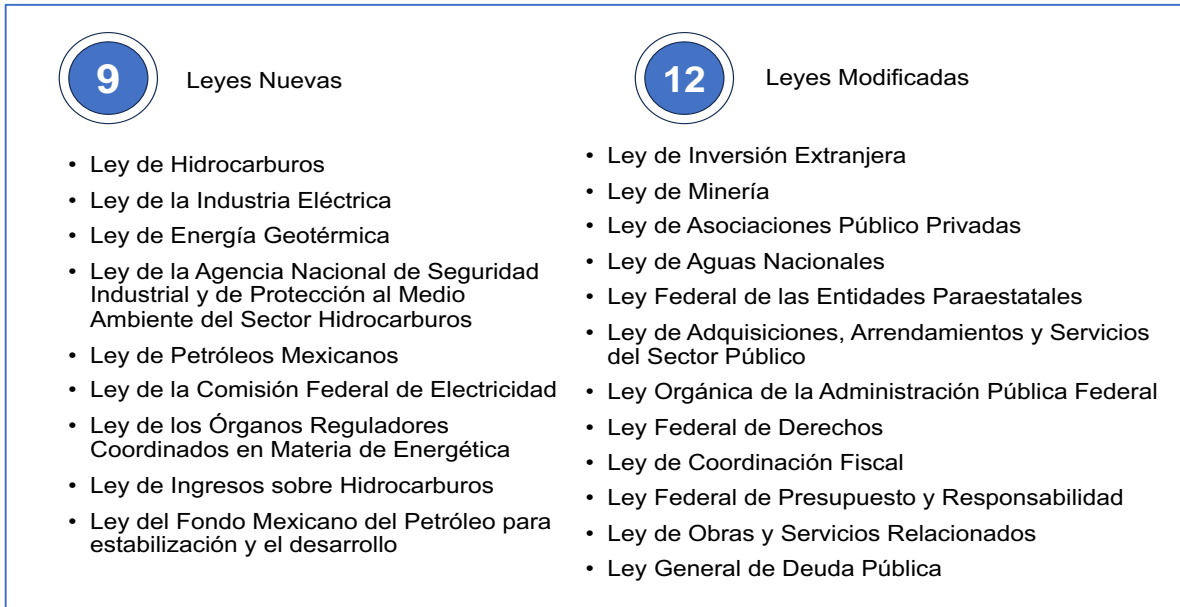
EPE: Empresa Productora del Estado.

*Fuente: Elaboración propia con datos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos<sup>57</sup>*

<sup>57</sup> Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (última reforma 2023). Artículos 25,27 y 28.

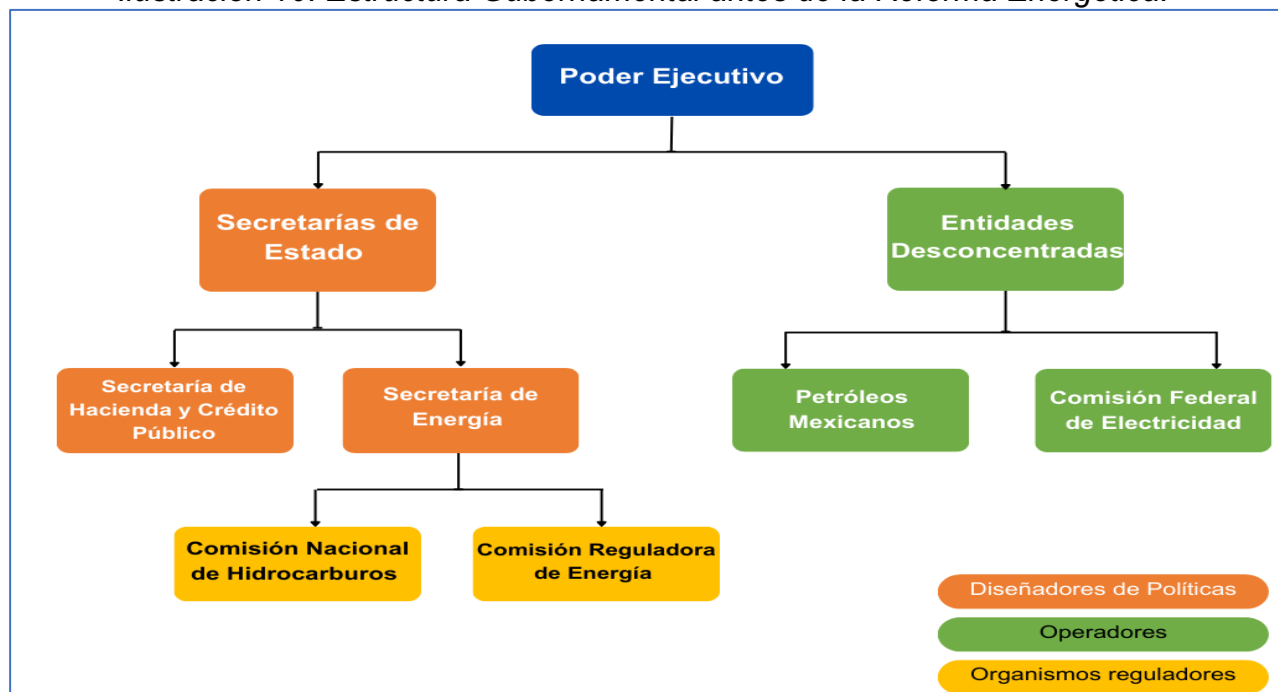


Ilustración 9. Legislación Secundaria derivada de la Reforma Energética.



Fuente: Elaboración propia con datos de las mencionadas en la imagen

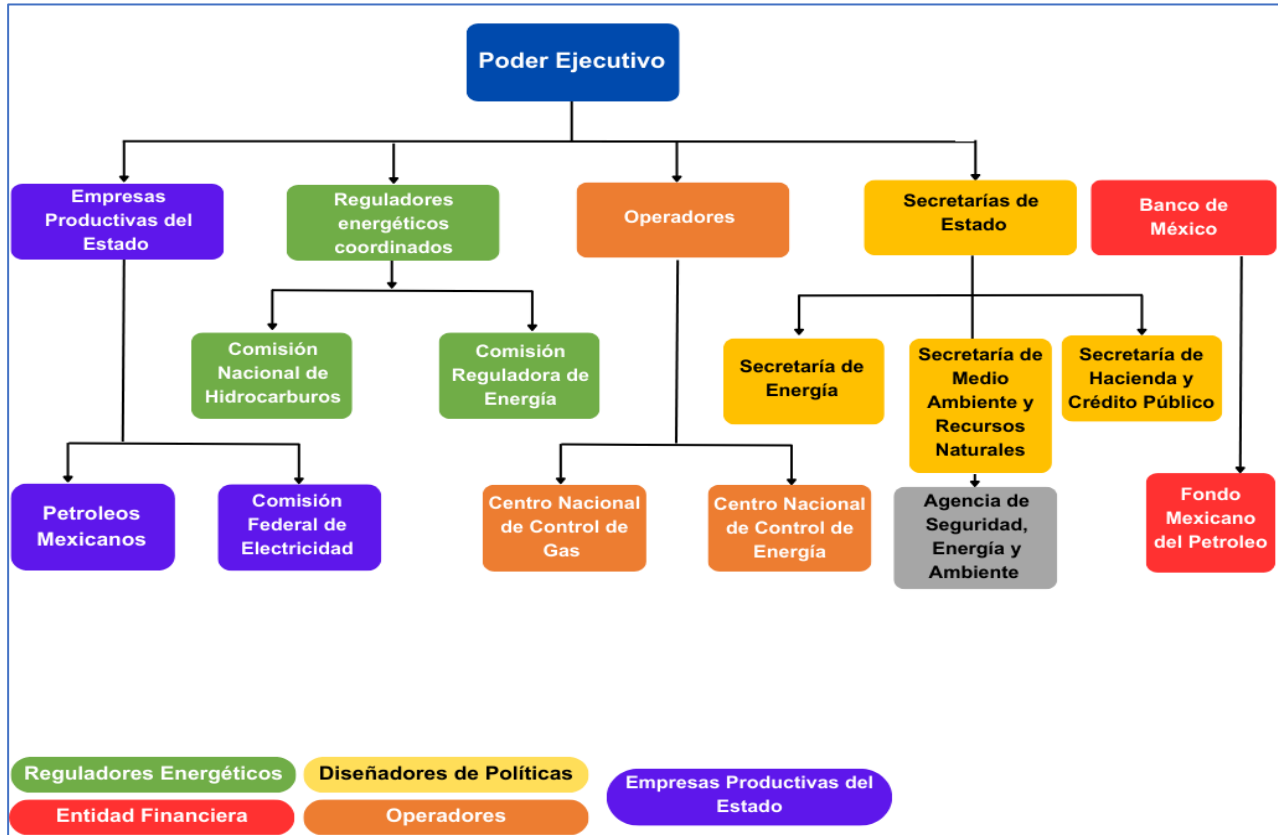
Ilustración 10. Estructura Gubernamental antes de la Reforma Energética.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico<sup>58</sup>

<sup>58</sup> Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.(2017).” Impulsando el desempeño de los órganos reguladores en materia energética de México”.pp.2-3.

Ilustración 11. Estructura Gubernamental después de la Reforma Energética.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico <sup>59</sup>

De esta manera nacería el concepto de “**rondas petroleras**” la cuales no eran más que la oportunidad en procesos de licitación a empresas públicas o privadas, solas o en asociación con Petróleos Mexicanos, de poner en producción yacimientos de hidrocarburos que se encontraran ociosos por falta de inversión, capacidad de ejecución y de tecnología a través de diferentes modalidades de contrato, los cuales previamente serían regulados por las leyes secundarias con el fin de determinar que contrato beneficiaría a la nación a largo plazo.

<sup>59</sup> Ibidem

## 2.1 Implementación del nuevo modelo energético.

Con un nuevo marco legal en la industria petrolera, la Reforma Energética establecería los mecanismos a través de los cuales el Estado podría llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Dentro de dichos mecanismos es importante resaltar las modalidades de contratos que se crearon y como serían establecidos y regulados, teniendo en cuenta que la eficiencia en la elección de los contratos en materia de hidrocarburos sería un factor determinante en la debida implementación de la nueva política energética de México. Por lo que, siguiendo la normatividad aplicable, lo establecido en el párrafo séptimo del recién reformado artículo 27º dicta:

***“...Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado, que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, éste llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos...”***<sup>60</sup>

El cual está concatenado con lo establecido en el párrafo tercero del artículo 29º de la Ley de Hidrocarburos, el cual dicta que respecto a los contratos para la exploración y extracción corresponde a la Secretaría de Energía.

***“...Establecer el modelo de contratación para cada área contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación con las opiniones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos...”***<sup>61</sup>

---

<sup>60</sup> Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Párrafo adicionado Reforma 2013). Artículo 27

<sup>61</sup> Ley de Hidrocarburos.(Última Reforma 2021). Artículo 29, párrafo tercero.

### 2.5.1 Contratos Petroleros

Por tal motivo se establecerían 4 tipos de contrato:

a) **Contrato de Licencia:** Los contratos de licencia se refieren a la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo hacia el contratista, siempre y cuando el Estado mexicano cumpla con sus obligaciones según los términos del contrato.<sup>62</sup>

- En favor del Estado mexicano:
  - I. Un bono a la firma
  - II. La cuota contractual para la fase exploratoria
  - III. Regalías
  - IV. Una contraprestación que se determinara en los contratos considerando la aplicación de una tasa de valor contractual de los hidrocarburos.
- En favor del contratista:
  - I. Se le permitirá la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo, siempre y cuando cumpla con todas las obligaciones establecidas en el contrato.

b) **Contrato de Utilidad Compartida:** En estos acuerdos, el contratista tiene la obligación de entregar la totalidad de la producción al Estado mexicano o, en su caso, al comercializador designado por este, a través de una licitación pública llevada a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá la facultad de comercializar los hidrocarburos y debe entregar los ingresos generados por la venta de estos al Fondo Mexicano del Petróleo. A través de dicho fondo, se realizarán los pagos correspondientes en efectivo por las contraprestaciones establecidas.<sup>63</sup>

- En favor del Estado:
  - I. La cuota contractual para la fase exploratoria
  - II. Regalías

---

<sup>62</sup> Ortega. (2016). "La evolución constitucional de la energía a partir de 1917".p.169

<sup>63</sup> Ibidem

III. Una contraprestación que será determinada por la aplicación de un porcentaje de la utilidad operativa.

- A favor del contratista:
  - I. La recuperación de costos
  - II. Una contraprestación que será el remanente de la utilidad operativa después de cubrir la contraprestación a favor del Estado.

**c) Contrato de Producción Compartida:** La característica principal de estos contratos es que el pago al contratista no se realiza en efectivo, sino que se efectúa mediante la entrega en especie de un porcentaje de la producción de hidrocarburos, según el valor acordado previamente en el contrato. En estos contratos, las contraprestaciones acordadas entre el Estado y los contratistas generalmente se distribuyen de la siguiente manera.<sup>64</sup>

- En favor del Estado:
  - I. La cuota contractual para la fase exploratoria
  - II. Las regalías determinadas
  - III. Una contraprestación que se determinara en los contratos considerando la aplicación de una tasa de valor contractual de los hidrocarburos.
  
- En favor del contratista:
  - I. La recuperación de costos
  - II. Una contraprestación que será el remanente de la utilidad operativa después de cubrir la contraprestación en favor del Estado.

**d) Contrato de Servicios:** Finalmente, en los contratos de servicios, la contraprestación se paga en efectivo y no está relacionada con los resultados del proyecto ni se retribuye a la empresa con producción.<sup>65</sup>

---

<sup>64</sup> Ibidem

<sup>65</sup> Ibidem

- Derechos y obligaciones personales: Las partes involucradas tienen relaciones de crédito, sin otorgar derechos sobre las reservas, incluso como contraprestación en especie.
- Tarifa por obras y servicios: Se paga una tarifa por los servicios y obras prestados. Estos servicios pueden estar desglosados en diferentes tareas (estudios sísmicos, geofísicos, perforación, pruebas de pozos, etc.) o pueden ofrecerse en un paquete mediante un contrato de servicios integrados.
- Empresas de servicios: Por lo general, estos contratos son suscritos por empresas que no participan directamente en el mercado del crudo. Por esta razón, generalmente no se establece una contraprestación vinculada a la producción de hidrocarburos ni se relacionan con un contrato de compraventa de estos.

Para simplificar la información de los contratos se presenta la Tabla 3.

*Tabla 3. Tipos de Contrato*

Tipo de Contrato	Comercialización del hidrocarburo	Contraprestación	
		Estado	Contratista
Licencia	Contratista	Bono a la firma Cuota contractual Regalías Impuestos por venta de HC's	Valor de HC
Utilidad Compartida	Estado	Cuota contractual Regalías Utilidad Operativa	Utilidad Operativa
Producción Compartida	Contratista y Estado	Cuota contractual Regalías Utilidad Operativa	Utilidad Operativa
Servicios	Estado	Impuestos	Costo de operaciones

## 2.2 Rondas Petroleras

### 2.2.1 Ronda Cero

Por su parte, como medida para blindar y fortalecer a Petróleos Mexicanos manteniendo su papel estratégico dentro de la industria petrolera nacional, se incorporaría un proceso diferente conocido como Ronda Cero, la cual tenía como fin dar a Petróleos

Mexicanos preferencia sobre cualquier otra empresa en la definición de su cartera de proyectos. Esto resultaría en la asignación de campos en producción y áreas en exploración en las que demostrara interés en operar, así como la capacidad técnica, financiera y de ejecución necesaria para desarrollarlos de manera eficiente y competitiva, esto garantizando que se tuvieran las mejores condiciones para generar valor.

Dicho lo anterior, el 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos presentó oficialmente la solicitud de asignaciones de hidrocarburos requerida por el Transitorio Sexto del Decreto de Reforma Constitucional, por lo que la resolución final por parte de Secretaría de Energía fue el 13 de agosto de 2014, otorgando aproximadamente 90,000 km<sup>2</sup> de área que contenían 489 asignaciones, de las cuales se repartieron de la siguiente manera, mismas que se muestran en la Ilustración 12.

*Ilustración 12. Distribución de asignaciones a PEMEX en la Ronda Cero.*

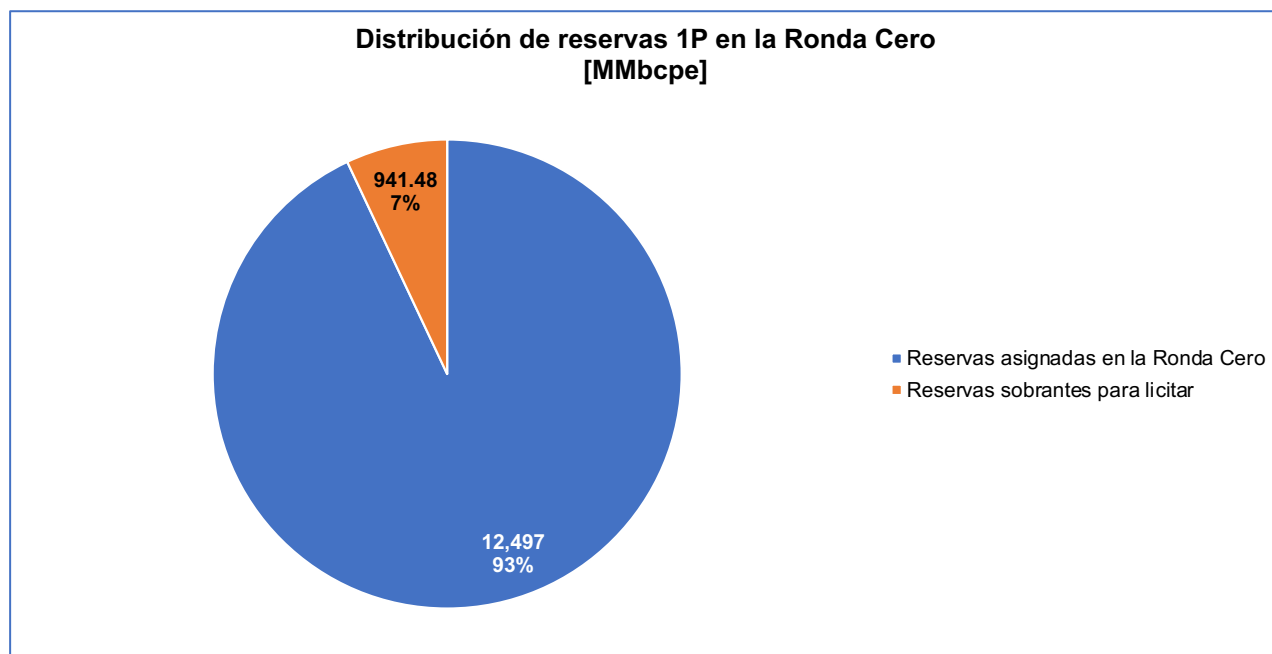


*Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>66</sup>*

<sup>66</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema de Información de Hidrocarburos.(2023)

Sin embargo, los datos más recientes señalan que solamente se tienen 412 asignaciones vigentes repartidas en 268 de extracción, 100 de exploración y 44 de resguardo. Por otro lado, en términos de reservas a Petróleos Mexicanos se le asignaría un volumen 12,497 MMbcpe en reservas probadas (1P), 20,589 MMbpce en reservas probadas y probables (2P) y 29,932.45 MMbcpe en reservas probadas, probables y posibles (3P), mismas que se representan en la Ilustración 13, Ilustración 14 e Ilustración 15.

*Ilustración 13. Distribución de reservas (1P) en la Ronda Cero.*

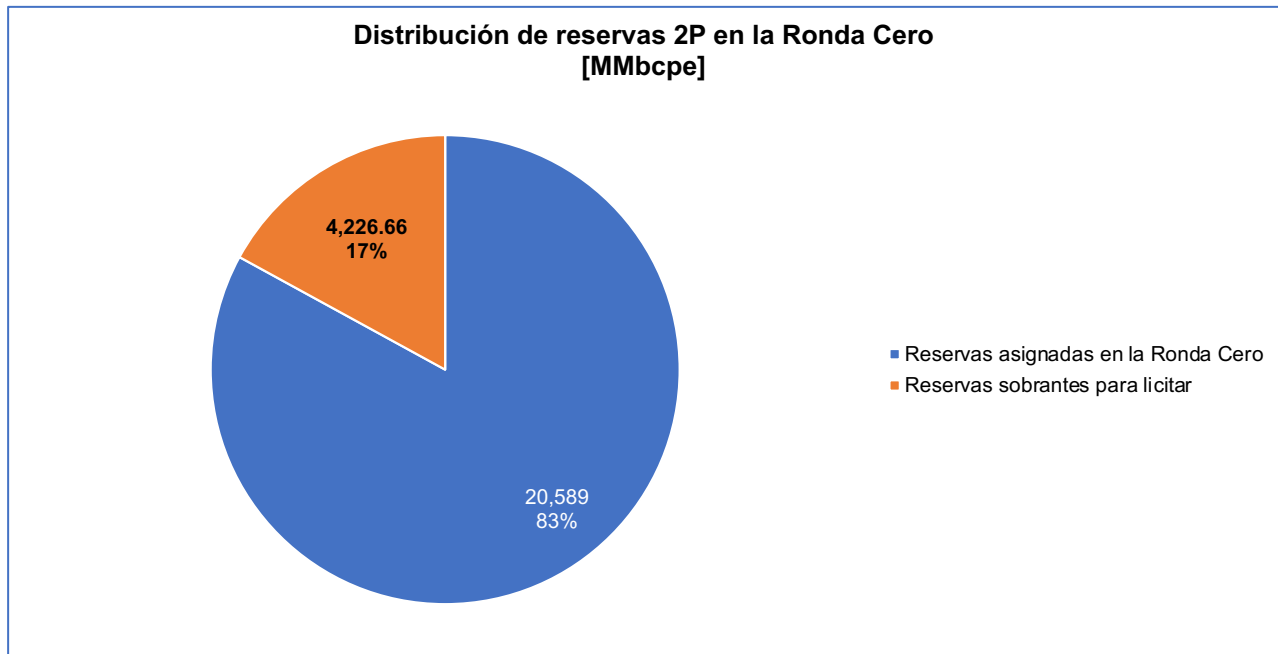


*Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>67</sup>*

<sup>67</sup> Ibidem

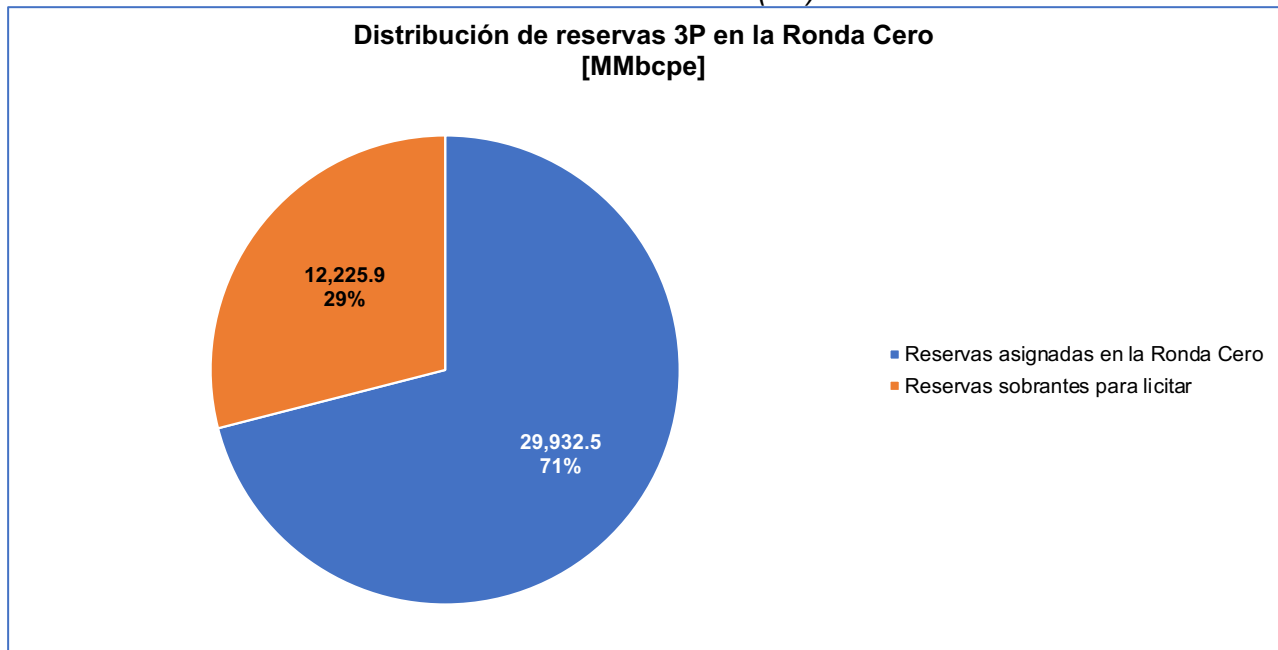


Ilustración 14. Distribución de reservas (2P) en la Ronda Cero



Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>68</sup>

Ilustración 15. Distribución de reservas (3P) en la Ronda Cero



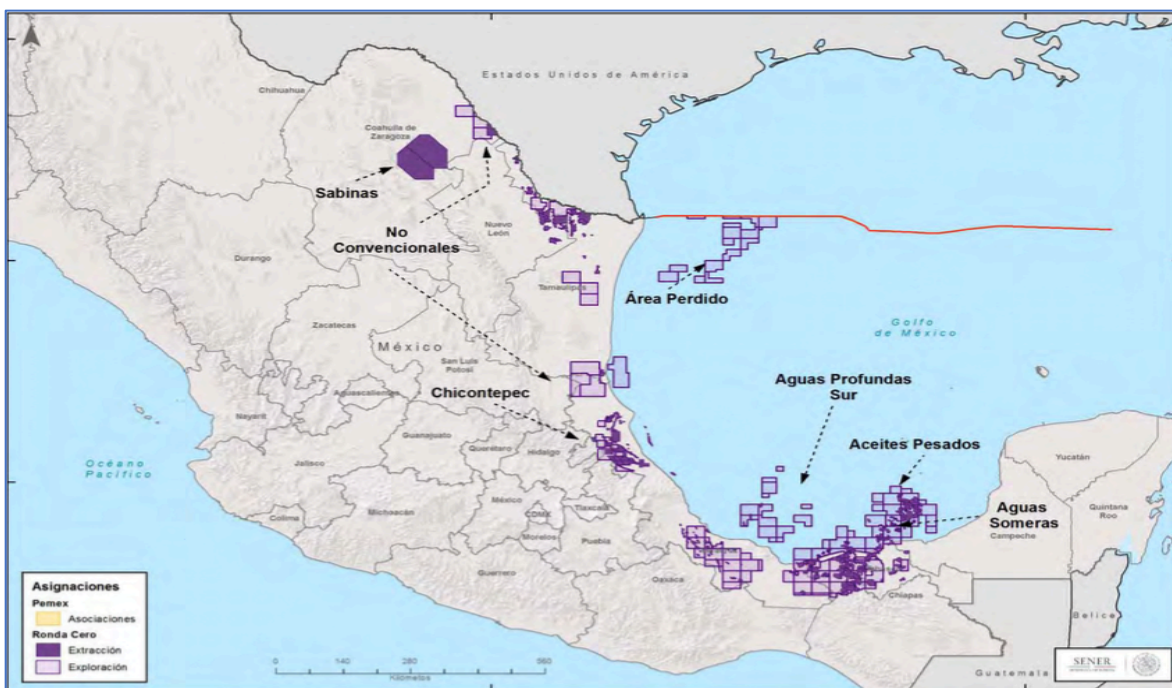
Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>69</sup>

<sup>68</sup> Ibidem

<sup>69</sup> Ibidem

Con estas reservas, se esperaba que Pemex pudiera mantener una producción diaria de 2.5 millones de barriles durante 15.5 años, asimismo las áreas asignadas son representadas por la Ilustración 16.

*Ilustración 16. Asignaciones otorgadas a PEMEX en la Ronda Cero.*

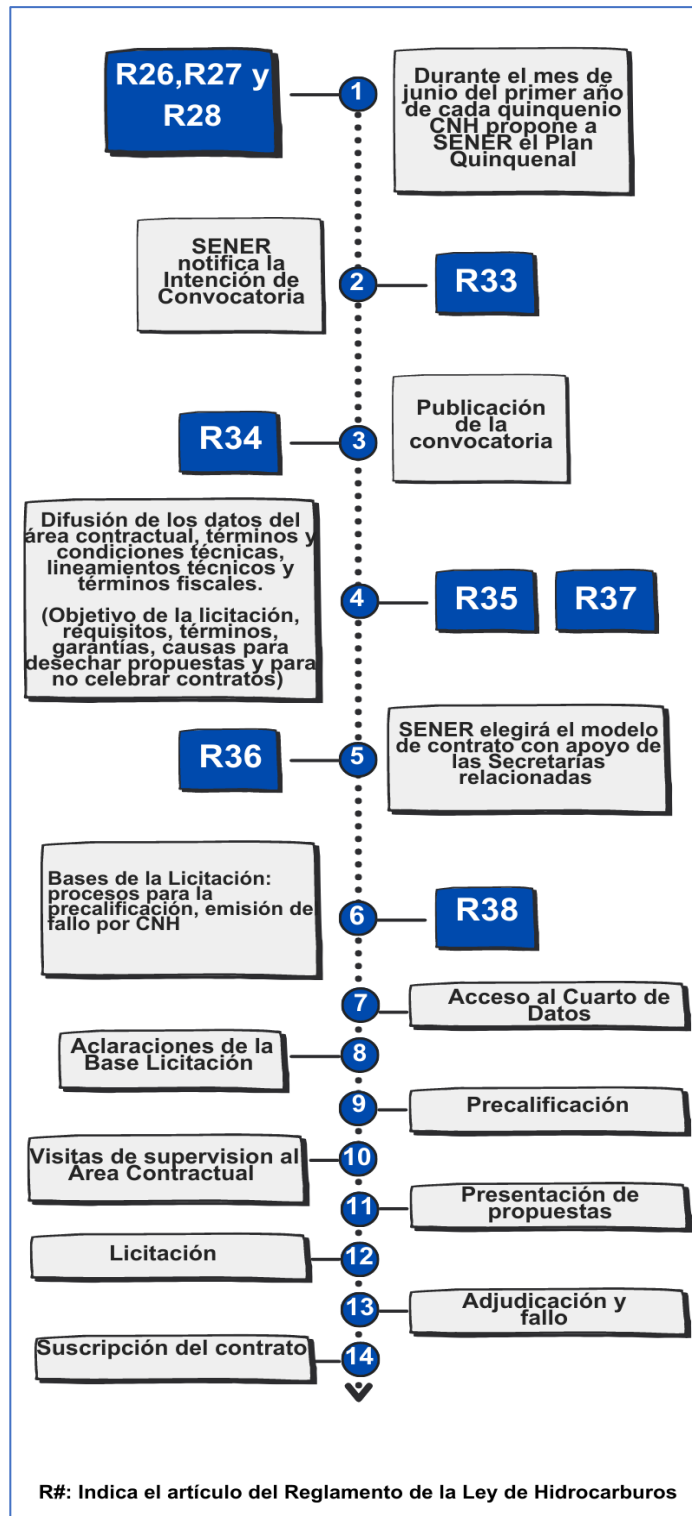


*Fuente: Obtenida del Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019<sup>70</sup>*

Al finalizar la Ronda cero, los campos que no fueron asignados a Petróleos Mexicanos y que se encontraban disponibles para licitaciones del Estado, contaban con recursos clasificados como reservas 1P del orden de 941 MMbpce, 2P por aproximadamente 4,226 MMbpce y 3P por hasta 12,225.55 MMbpce, de acuerdo con las estimaciones al 1 de enero de 2014. De esta manera se puso en marcha el proceso de licitaciones diseñado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en base en las disposiciones de los artículos 23º y 25º de la Ley de Hidrocarburos y varios artículos del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, mismos que se describen en la Ilustración 17

<sup>70</sup> Secretaría de Energía. (2017). "Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019".p.6.

Ilustración 17. Proceso de Licitación de acuerdo con la Normatividad Aplicable



Fuente: Elaboración propia con datos del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos<sup>71</sup>

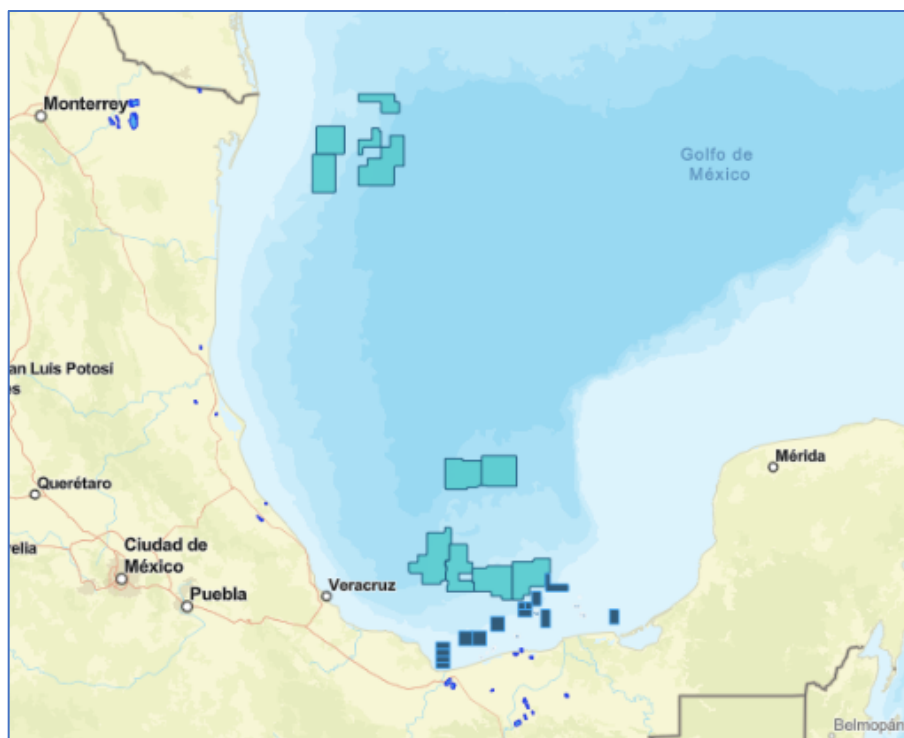
<sup>71</sup> Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.(2014).

## 2.2.2 Ronda 1

Paralelamente, el 13 de agosto de 2014 se presentó a través del Plan Quinquenal una aproximación de las áreas que se podrían licitar dentro de la Ronda 1, con el fin de informar a las empresas interesadas acerca de los principios fundamentales de la Reforma Energética incentivando su participación en las próximas rondas de licitaciones.

Por tanto, la Subsecretaría de Hidrocarburos (Secretaría de Energía) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) dieron inicio a la campaña de promoción de la Ronda 1, dicha ronda contempló 58 áreas contractuales para licitar ubicadas en aguas someras, aguas profundas y zonas terrestres a lo largo del territorio mexicano las cuales fueron divididas en 4 convocatorias y son representadas por la Ilustración 18.

*Ilustración 18. Áreas licitadas en la Ronda 1.*



*Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>72</sup>*

<sup>72</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Asignaciones.(2023).

### 2.2.2.1 Ronda 1 Primera Licitación

Esta primera licitación se compuso de catorce bloques de exploración y extracción en aguas someras, agrupados en catorce áreas contractuales situadas frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz. Estas áreas abarcan un total de 4,222 km<sup>2</sup>, con bloques que varían entre 116 km<sup>2</sup> y 500 km<sup>2</sup>, los cuales aproximadamente contenían recursos prospectivos estimados en 696 MMbpce.

El resultado de esta primera convocatoria concluyó con la adjudicación de 2 contratos para la exploración y extracción en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida, mismas que se describen en la Tabla 4. Estos contratos corresponden a las áreas 2 y 7, las cuales se encuentran ubicadas frente a las costas de Veracruz y Tabasco. Por su parte, se estimó que estas áreas requerirían una inversión superior a los 2,700 millones de dólares.

*Tabla 4. Ganadores de la Ronda 1/Licitación 1*

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Participación del Estado	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
2	194.45	Aceite Ligero	55.99%	10%	Producción Compartida	Sierra Oil & Gas S. de R.L de C.V Talos Energy LLC Premier Oil PLC
7	464.80	Aceite Ligero	68.99%	10%	Producción Compartida	Sierra Oil & Gas S. de R.L de C.V Talos Energy LLC Premier Oil PLC

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>73</sup>*

Sin embargo, el Área Contractual 2 localizada al poniente de la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste, inicialmente sufriría unos cambios respecto del porcentaje de participación, ya que el 31 de octubre de 2018 la Comisión Nacional de Hidrocarburos autorizaría a Talos Energy y Sierra Oil & Gas ceder el mayor porcentaje en la participación del área contractual a la empresa Hokchi Energy, S.A de C.V.

<sup>73</sup> Rondas México, Administración de Contratos.(2023).

Posteriormente, el 2 de octubre de 2019 se iniciaría el proceso de devolución anticipada del área 2, debido a que los pozos perforados (Acan-1Exp y Yaluk-1Exp), no confirmaron la presencia de hidrocarburos suficientes para ser motivo de un plan de evaluación. Sumando complejidad al caso, el proceso se vio afectado por la emergencia sanitaria del COVID-19 y por las medidas adoptadas para mitigar la propagación de dicho virus.

Por otra parte, el Área Contractual 7 iniciaría sus actividades con la autorización de la perforación del pozo Zama 1-SON convirtiéndolo en el primer pozo exploratorio perforado en México operado por un ente privado derivado de la Reforma Energética. Posteriormente, el 4 de septiembre de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos autorizaría a Talos Energy un período adicional de exploración de hasta por 2 años, sin embargo, el 10 de octubre de 2019 se iniciaría el proceso de devolución del 50% del área contractual con base a lo previsto por en la cláusula 7, fracción 1, inciso b del contrato de exploración y extracción la cual establece que:

***“Si al Contratista se le concedió el Período Adicional de Exploración, al finalizar el Período Inicial de Exploración, el Contratista deberá renunciar y devolver, no menos del cincuenta por ciento (50%) del Área Contractual que no cuente con un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH.”<sup>74</sup>***

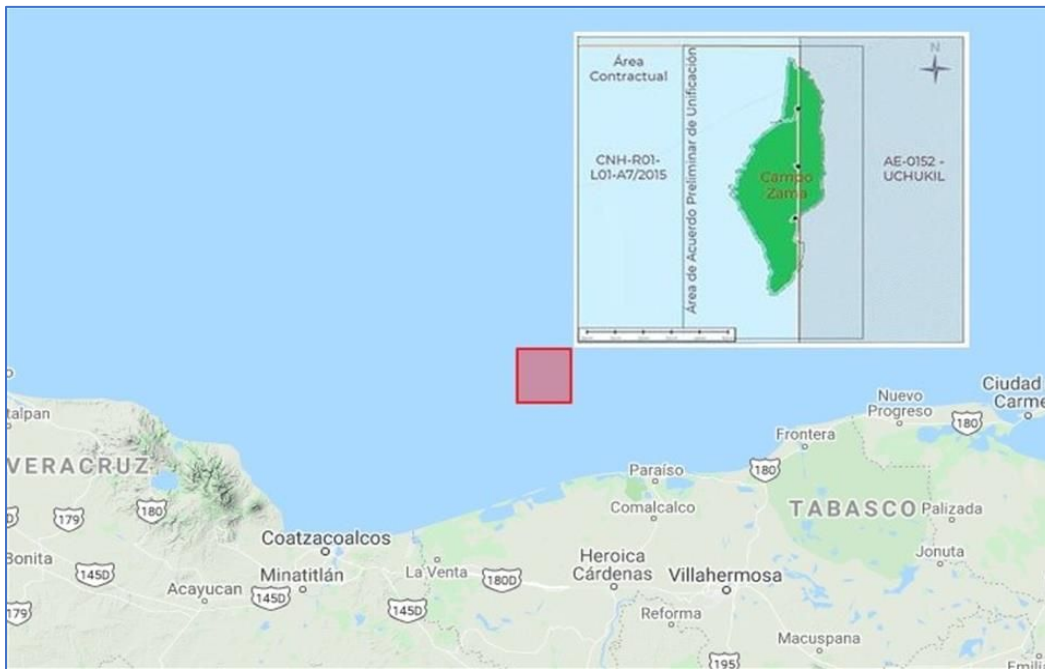
Sin embargo, el 7 de mayo de 2020, la Comisión Nacional de Hidrocarburos presentaría un dictamen técnico a la Secretaría de Energía en el que señalaba que una parte del yacimiento Zama tiene conectividad hidráulica y está ubicada dentro de una asignación operada por Pemex (***AE-0152-Uchukil***) por lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruyó la unificación del yacimiento Zama, por lo cual, el proceso de devolución parcial quedó detenido.<sup>75</sup>

---

<sup>74</sup> Cláusula 7, fracción 1, inciso b del contrato del área contractual 2

<sup>75</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023).” Comunicado de Prensa 004 Emitido por CNH”.

### Ilustración 19. Ubicación y distribución del yacimiento Zama



Fuente: Obtenida de Twitter<sup>76</sup>

Sería hasta marzo de 2022, que la Secretaría de Energía emitiría la resolución de unificación en la que se definió a Pemex como principal operador, dejando el 17.35% de participación a Talos debido a que se hizo un avalúo de la capacidad del campo Zama y resultó que Pemex contaba con una mayor proporción de este. Igualmente, se retomó el proceso de devolución anticipada en el que Talos Energy anunció que renunció a la superficie que no forma parte del área unificada, por lo que la distribución del yacimiento Zama se puede apreciar en la Ilustración 19.

<sup>76</sup> Nahle, R.[@rocionahle].(26 de mayo de 2023). *El yacimiento Zama, ubicado en el Golfo de México, operado por Pemex es compartido por la empresa Talos. Grupo Carso de @carloslim adquirió el 49.9% de la empresa Talos en el Zama.*

## 2.2.2.2 Ronda 1 Segunda Licitación

El 27 de febrero de 2015 se emitiría la Segunda Convocatoria para la asignación de contratos de producción compartida destinados a la búsqueda y obtención de hidrocarburos en 9 campos agrupados en 5 zonas contractuales situadas en aguas poco profundas. En este evento, los yacimientos en competencia abarcaban áreas certificadas con una extensión total de 278 km<sup>2</sup>. Posteriormente, el 30 de septiembre de 2015 se llevó a cabo la ronda de licitación, en la que los licitantes ganadores se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Ganadores de la Ronda 1/Licitación 2

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Campo(s)	Hidrocarburo esperado	Participación del Estado	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
1	67.00	Amoca Mitzón Teocalli	Aceite Ligero	83.75%	33%	Producción Compartida	ENI International B. V
2	40.00	Hokchi	Aceite Medio	70%	100%	Producción Compartida	Pan American Energy LLC E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.
4	58.00	Ichalki Pokoch	Aceite Medio	74%	0%	Producción Compartida	Fieldwood Energy LLC Petrobal S.A.P.I de C.V.

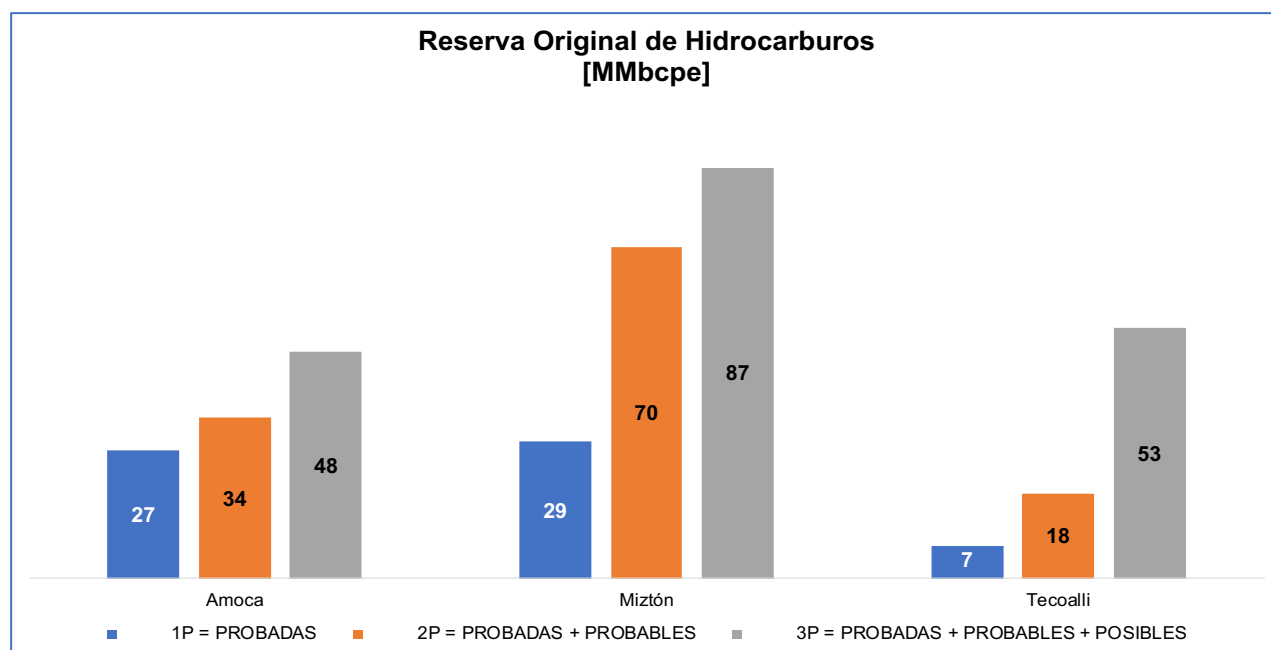
Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>77</sup>

Inicialmente, el área contractual 1, adjudicada a la petrolera italiana ENI International B.V presentó el plan de evaluación, por el cual se perforaron 4 pozos exploratorios (**Amoca-2**, **Amoca-3DEL**, **Miztón-2DEL** y **Teocalli-2DEL**). En consecuencia, ENI informaría en junio y julio del 2017 los resultados de sus primeros dos pozos, los cuales mostraban el hallazgo de aceite de 28° API y 28-30° API respectivamente, meses después la petrolera informaría a Comisión Nacional de Hidrocarburos el resultado de la perforación de los otros dos pozos los cuales revelaban el hallazgo de aceite de buena calidad de 25-27°API. Derivado de estas operaciones, ENI reevaluaría las reservas de hidrocarburos y reportaría un total de 122 MMbpce de reservas 1P, 413 MMbpce de reservas 2P y 706 MMbpce de reservas 3P, las cuales son representadas por la Ilustración 21y lallustración 21. Conformando el 1.4%, 2.5% y 2.7% respectivamente de las reservas a nivel nacional.

<sup>77</sup> Rondas México, Administración de Contratos.(2023).

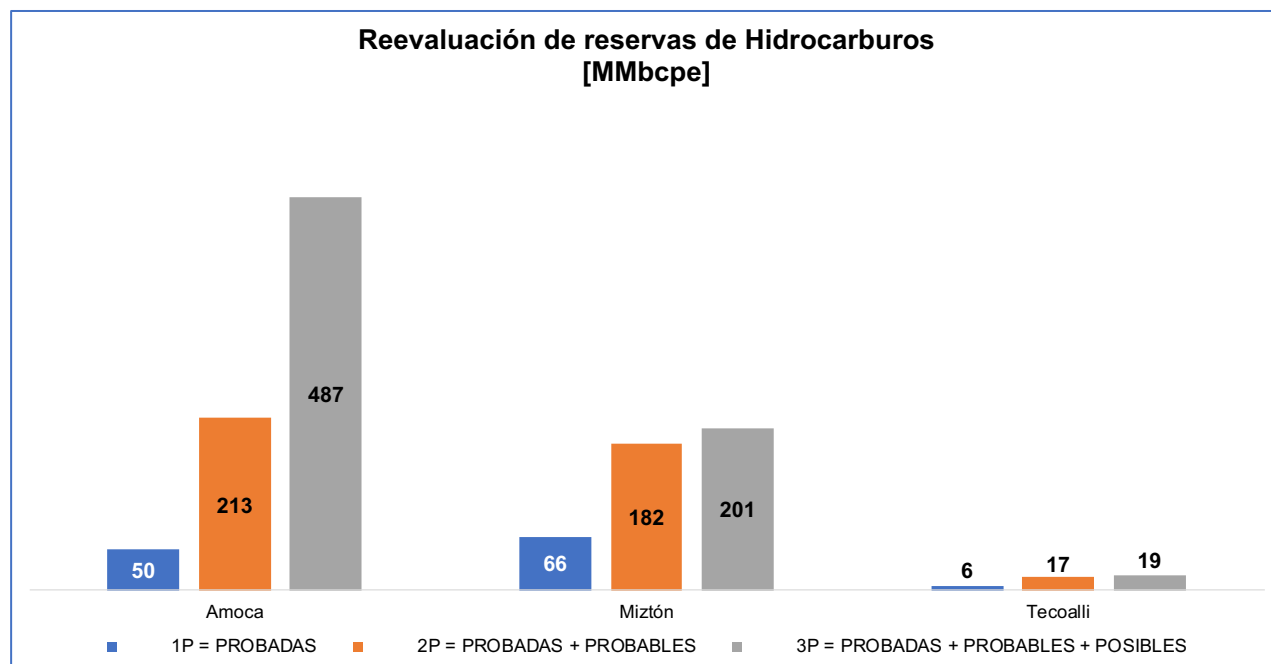


Ilustración 20. Reserva Original de Hidrocarburos del contrato R01-L02-A2/2015



Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>78</sup>

Ilustración 21. Revaluación de Reservas de Hidrocarburos del contrato R01-L02-A2/2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>79</sup>

<sup>78</sup> Ibidem

<sup>79</sup> Ibidem

En cuanto al plan de evaluación presentado por la operadora, esta se comprometió a cumplir con un plan mínimo de trabajo de 195,000 UT además de un incremento de 64,350 UT, sin embargo, en octubre de 2017 la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobaría un periodo adicional de evaluación de 1 año en el que se le agregarían 45,000 UT.

El 30 de noviembre de 2018 se acreditaron 331,101 UT de 304,350 UT por acreditar, lo que reflejó el excedente de unidades de trabajo acreditadas. Por otra parte, ENI en su programa de inversiones estimo que tendría una inversión de 9,117 MMUSD a lo largo del proyecto, convirtiéndolo en el segundo contrato con mayor inversión aprobada en febrero de 2023, sin embargo, los datos actuales (abril 2023) muestran que la inversión ejercida a lo largo de la vida del contrato asciende a los 1,823 MMUSD, mismos que representan por la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la Ilustración 22

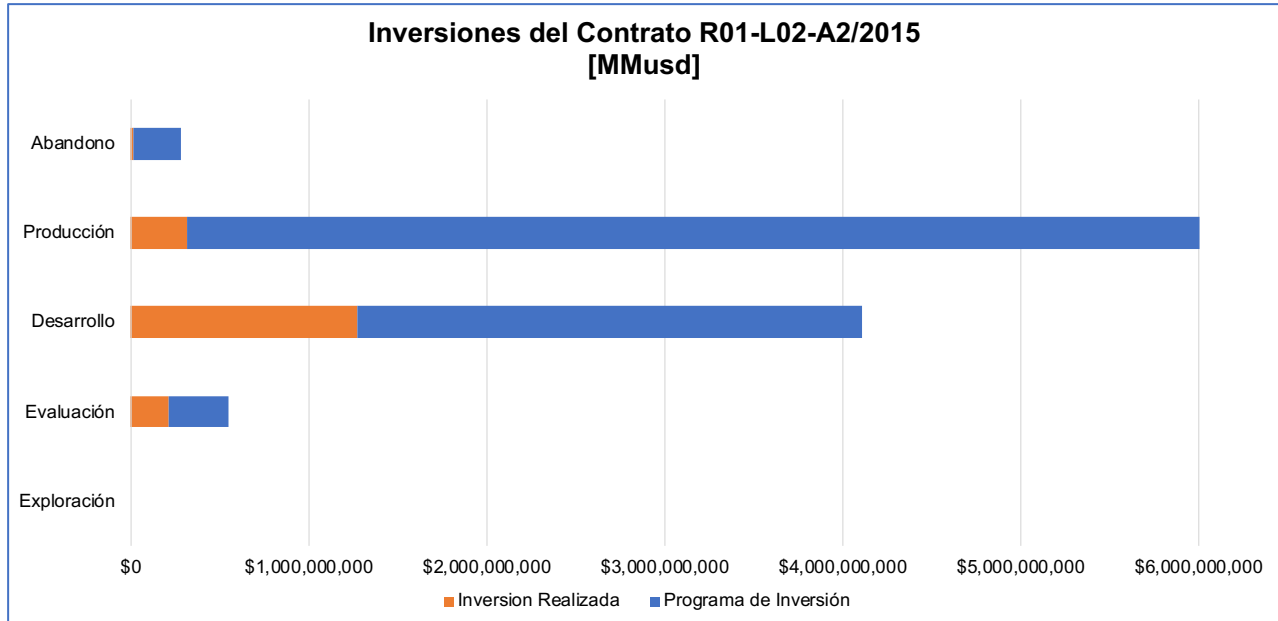
*Tabla 6. Montos de inversión en el contrato R01-L02-A2/2015.*

Actividad	Programa de Inversión [usd]	Inversión Realizada [usd]
Exploración	\$0.00	\$0.00
Evaluación	\$332,602,089.68	\$214,020,188.35
Desarrollo	\$2,832,329,855.30	\$1,274,811,889.41
Producción	\$5,682,946,353.60	\$318,284,762.34
Abandono	\$268,789,737.12	\$16,686,995.00

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>80</sup>*

<sup>80</sup> Ibidem

Ilustración 22. Inversiones en millones de dólares del Contrato R01-L02-A2/2015

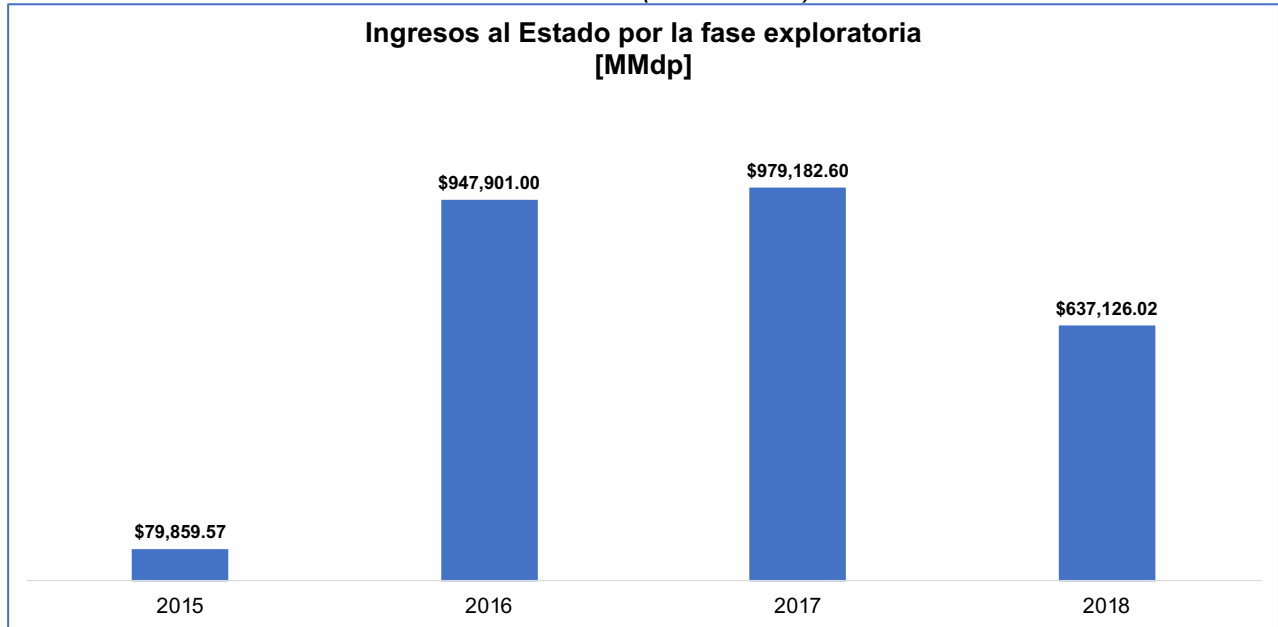


Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>81</sup>

Como resultado de las tareas ejercidas por la petrolera italiana y con lo establecido en el artículo 27° de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los ingresos al estado se dividieron en 2 grandes rubros, **(1)** fase exploratoria y **(2)** la comercialización de los hidrocarburos. Por ende, los datos más recientes muestran que los ingresos por la parte exploratoria ascienden a alrededor de los 2.6 millones de pesos, mientras que por la parte comercial ascienden a 471 millones de dólares, mismos que pueden observarse gráficamente en la Ilustración 23 y la Ilustración 24.

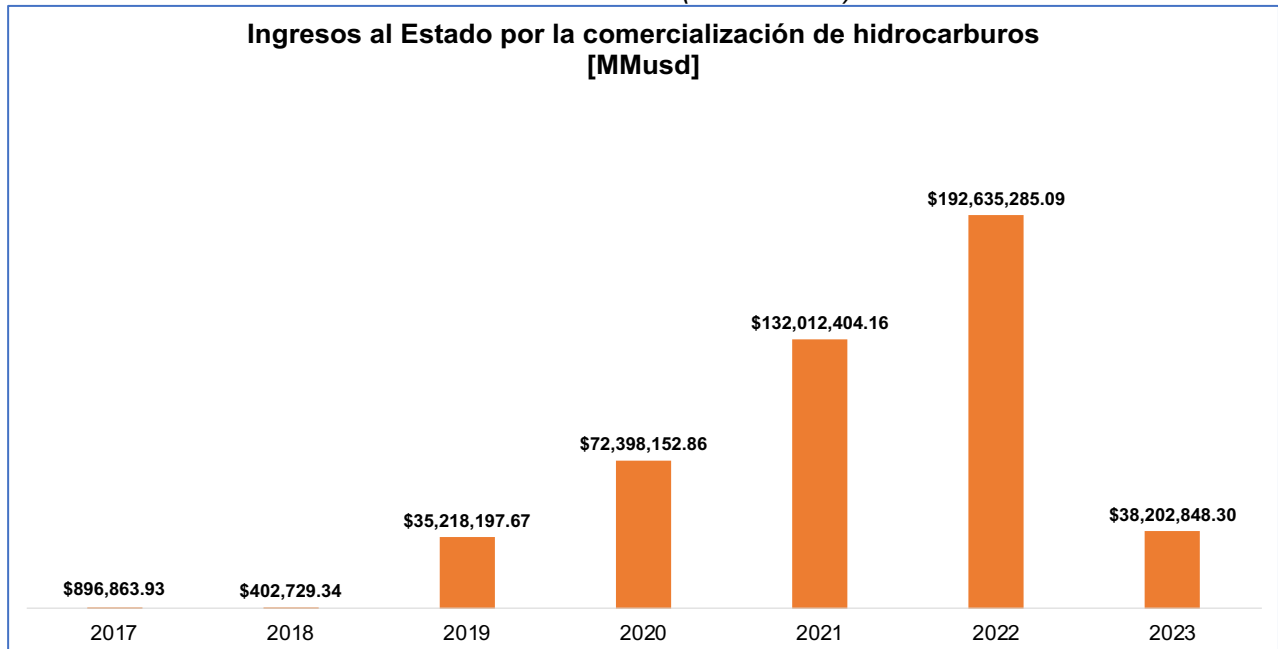
<sup>81</sup> Ibidem

Ilustración 23. Ingresos al estado por fase exploratoria del contrato R01-L02A2/2015(2015-2018)



Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México <sup>82</sup>

Ilustración 24. Ingresos al estado por la comercialización de hidrocarburos del contrato R01-L02-A2/2015(2017-2023)



Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México <sup>83</sup>

<sup>82</sup>Ibidem

<sup>83</sup>Ibidem

Por otra parte, el área contractual 2 adjudicada al consorcio de Pan American Energy, LLC y E&P Hidrocarburos y Servicios S.A. de C.V desarrollo con éxito el plan mínimo de trabajo completando más unidades de trabajo, así mismo logro completar los 5 pozos comprometidos y perforo otros 8 pozos más, de los cuales 5 fueron descubridores de aceite y 3 fueron inyectores.

El programa de inversiones estimado a ejercer en el campo Hokchi asciende a 2,700, sin embargo, los datos actuales indican que solamente se ha hecho una inversión de 1.2 MMUSD. Por otra parte, el estado mexicano ha percibido ingresos por alrededor de 1.4 MMdp derivado de la fase exploratoria, además de percibir aproximadamente 300 MMUSD por la comercialización de hidrocarburos.

Paralelamente, el área contractual 7 adjudicada a la empresa Fieldwood Energy LLC, en consorcio con la empresa Petrobal S.A.P.I de C.V completo 135,000 UT superando el programa mínimo, lo que en tareas ejercidas se expresa con la culminación de los pozos comprometidos además de la perforación de otros pozos, los cuales cabe destacar fueron productores de aceite.

Siguiendo esta línea de ideas, la inversión destinada a los proyectos en los campos Ichalkil y Pokoch asciende a los 8.5 MMUSD, sin embargo, los datos actuales muestran que solo se han ejercido 1.3 MMUSD. Por otra parte, derivado de las distintas tareas ejercidas así mismo de la producción de dichos campos, el estado mexicano ha tenido ingresos cercanos a los 2.7 MMdp por la fase exploratoria y 270 MMUSD por la comercialización de los hidrocarburos producidos.

### 2.2.2.3 Ronda 1 Tercera Licitación

El 15 de diciembre de 2015 se llevó a cabo la tercera licitación. Esta buscaba adjudicar 25 campos terrestres repartidos en 25 áreas contractuales. Las áreas contractuales abarcaban una superficie total a los 780 km<sup>2</sup> las cuales contenían aproximadamente 27 MMbpce en reservas 1P, 55 MMbpce en reservas 2P y 130 MMbpce en reservas 3P.

Por otra parte, estas áreas contractuales se licitarían bajo el contrato de licencia con una duración de 25 años, aunque lo destacable de esta ronda en particular es que tenían como objetivo brindar participación a empresas mexicanas relativamente pequeñas, puesto que los campos a licitar eran pequeños en comparación con otros. Esta licitación contempló a 51 participantes precalificados, 33 registrados de manera individual y 18 en consorcio, por lo que derivado de lo anterior, los resultados se resumen en la participación de 40 empresas en las que hubo 29 empresas ganadoras y el 75% o 22 de estas eran mexicanas, mismas que se representan por la Tabla 7.

*Tabla 7. Ganadores de la Ronda 1/ Licitación 3*

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Campo(s)	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
1	11.00	Barcodón	Aceite Pesado	64.5%	100%	Licencia	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
2	171	Benavides Primavera	Gas Seco	40.07%	75%	Licencia	Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. Nuvoil, S.A. de C.V. Constructora Marusa, S.A. de C.V.
3	16.08	Calibrador	Gas Seco	41.77%	100%	Licencia	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
4	10.58	Calicanto	Aceite Superligero	81.36%	18%	Licencia	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.
5	89.41	Carretas	Gas Húmedo	50.86%	100%	Licencia	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
6	57.99	Catedral	Gas y Condensado	0.64	0%	Licencia	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
7	41.46	Cuichapa-Poniente	Aceite Ligero	60.82%	99%	Licencia	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.
8	36.74	Duna	Gas Seco	20.08%	88%	Licencia	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.
9	21.98	Fortuna Nacional	Gas y Condensado	36.88%	100%	Licencia	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
10	10.24	La Laja	Aceite Medio	66.30%	100%	Licencia	Geo Estratos, S.A. de C.V. Geo Estratos Mexoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
11	21.22	Malva	Aceite Ligero	57.39%	100%	Licencia	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
12	29.85	Mareógrafo	Gas Seco	34.25%	100%	Licencia	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.
13	21.87	Mayacaste	Aceite Ligero	60.36%	0%	Licencia	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.

14	46.32	Moloacán	Aceite Medio	85.69%	0%	Licencia	Canamex Dutch B.V. Perfolat de México, S.A. de C.V. American Oil Tools S. de R.L. de C.V.
15	27.70	Mundo Nuevo	Gas y Condensado	80.69%	25%	Licencia	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.
16	17.02	Paraíso	Aceite Ligero	35.99%	100%	Licencia	Roma Energy Holdings, LLC Tubular Technology, S.A. de C.V. Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.
17	23.12	Paso de Oro	Aceite Medio	67.61%	30%	Licencia	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.
18	25.98	Peña Blanca	Gas Húmedo	50.86%	100%	Licencia	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V
19	11.80	Pontón	Aceite Ligero	0.62	100%	Licencia	Geo Estratos, S.A. de C.V. Geo Estratos Mexoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
20	23.66	Ricos	Gas Húmedo	0.42	100%	Licencia	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V
21	28.31	San Bernardo	Gas Húmedo	10.56%	80%	Licencia	Sarreal, S.A. de C.V.
22	9.79	Sacadero	Aceite Ligero	60.74%	100%	Licencia	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.
23	27.50	Tajón	Aceite Ligero	60.88%	100%	Licencia	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.
24	7.16	Tecolutla	Aceite Medio	0.68	100%	Licencia	Geo Estratos, S.A. de C.V. Geo Estratos Mexoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
25	25.3	Topén	Aceite Medio	78.79%	25%	Licencia	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.

Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>84</sup>

#### 2.2.2.4 Ronda 1 Cuarta Licitación

Para finalizar la ronda 1 se llevó a cabo la última convocatoria en la que se licitaron diez áreas contractuales en aguas profundas con una superficie de casi 24,000 km<sup>2</sup>, lo que representaba aproximadamente 10 mil 889 millones de barriles de crudo, por lo que con ella se inició el proceso para atraer empresas que contaran con el capital y con la tecnología que se requieren para exploración y extracción de petróleo y gas de las grandes profundidades marinas.

Esta convocatoria se realizó bajo la adjudicación de contratos en modalidad de licencia, por lo que se contó con la presencia de 26 licitantes pre calificados repartiéndose en 16 operadores y 10 como no operadores. Posteriormente, el 28 de noviembre de 2016 se confirmaron solamente 15 licitantes, 8 de forma individual y 7 de manera grupal. Finalmente, los resultados se pueden observar en la *Tabla 8*.

<sup>84</sup> Rondas México, Administración de Contratos.(2023).

Tabla 8. Ganadores de Ronda 1/Licitación 4

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
CPP-1	1678	Aceite Superligero	17.01%	1.50%	Licencia	China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V
CPP-2	2976.85	Aceite Superligero	5%	1.50%	Licencia	Total E&P México, S.A. de C.V. ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V
CPP-3	1686.91	Aceite Ligero	7.44%	0%	Licencia	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. Pemex Exploración y Producción Inpex E&P México PB-03, S.A. de C.V.
CPP-4	1876.71	Aceite Superligero	15.01%	1%	Licencia	China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V
CS-1	2381.08	Aceite Ligero	10%	1%	Licencia	BP Exploration México, S.A. de C.V. Equinor Upstream México, S.A. de C.V. Total E&P México, S.A. de C.V.
CS2-3	3287.11	Gas Húmedo	10%	1%	Licencia	BP Exploration México, S.A. de C.V. Equinor Upstream México, S.A. de C.V. Total E&P México, S.A. de C.V.
CS-4	2358.74	Aceite Ligero	22.99%	0%	Licencia	PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V.
CS-5	2573.18	Aceite Ligero	26.91%	1%	Licencia	Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.

Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México <sup>85</sup>

El área 3 del Cinturón Plegado Perdido la habría ganado el consorcio conformado por Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V., Pemex Exploración y Producción e Inpex E&P México PB-03, S.A. de C.V. Sin embargo, el 24 de noviembre del 2022 se iniciaría del procedimiento de terminación anticipada por renuncia total de acuerdo con las cláusulas 3.4 y 4.2 del contrato que establecen:

***Clausula 3.4: el contratista podrá en cualquier momento renunciar a la totalidad o una(s) parte(s) del Área Contractual y con ello dar por terminado ese contrato en relación con la(s) parte(s) del Área Contractual en cuestión, mediante la entrega a la CNH de una notificación irrevocable por escrito con lo con por lo menos 3 meses de anticipación a la fecha efectiva de dicha renuncia....***

***Clausula 4.2: al finalizar el periodo inicial de exploración el contratista tendrá derecho a dar por terminado el presente contrato mediante la notificación por escrito a la CNDH en los términos de lo previsto en la cláusula 3.4***

<sup>85</sup> Ibidem

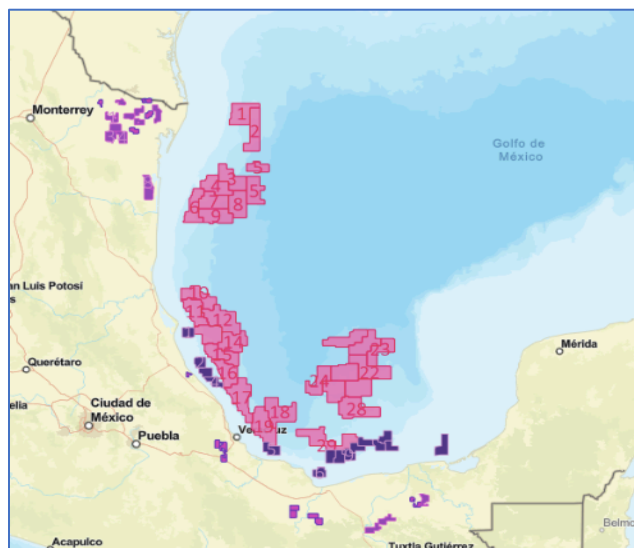


De la misma manera, el área contractual 2 identificada como **CNH-R01-L04-A2.CPP/2016** iniciaría el proceso de devolución anticipada, ya que el pozo que perforaron en aguas ultra profundas, el Etzil-1 ISO resultó inviable para continuar con el proyecto, por lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitiría una resolución en la que se incluía la pena convencional por incumplimiento del Contratista al Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento derivado de su Renuncia, resultando en un monto mayor a 21 millones de dólares. Finalmente, por cuestiones de la pandemia de COVID-19, el proceso concluiría el 01 de febrero de 2022.

### 2.2.3 Ronda 2

La Ronda Dos, a diferencia de las convocatorias de la Ronda Uno, se enfocaba en áreas contractuales para la exploración con descubrimientos, estas tenían como objetivo principal el aumentar las reservas probadas y probables, así como fomentar la generación de empleo y la cadena productiva de manera efectiva, dichas áreas son representadas por la Ilustración 25.

*Ilustración 25. Áreas licitadas en la Ronda 2*



*Fuente: Obtenida de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>86</sup>*

<sup>86</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Asignaciones. (2023).

### 2.2.3.1 Ronda 2 Primer Licitación

La primera convocatoria de la Ronda Dos fue anunciada el 20 de julio de 2016, esta incluiría 15 áreas contractuales ubicadas en las Cuencas del Sureste, Tampico-Misantla y Veracruz, además de que aproximadamente el 51% del área no adjudicada durante las convocatorias de la Ronda Uno se incorporaría a esta primera convocatoria de la Ronda Dos. En total, estas áreas abarcarían una extensión territorial de 8,900 km<sup>2</sup>, con un promedio de recursos prospectivos de 180 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por área contractual y un tirante de agua de hasta 500 metros.

Según la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se esperaba encontrar petróleo ligero, petróleo pesado, gas húmedo y gas seco en estos bloques. Para estas áreas, se utilizará un contrato de producción compartida y la propuesta ganadora, al igual que en las licitaciones anteriores, sería aquella que ofreciera una mayor participación del Estado en las utilidades y el compromiso más alto de inversión adicional. Finalmente, los licitantes ganadores son agrupados en la Tabla 9.

*Tabla 9. Ganadores de la Ronda 2/Licitación 1*

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
2	548.71	Aceite Ligero	57.92%	1%	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V.
6	559.28	Aceite Ligero	65.19%	1%	Producción Compartida	PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. ECP Hidrocarburos México, S.A. de C.V.
7	590.78	Aceite Ligero	75%	1%	Producción Compartida	Eni México, S. de R.L. de C.V. Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. Citla Energy B7, S.A.P.I. de C.V.
8	585.97	Aceite Ligero	0.20	0%	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción ECP Hidrocarburos México, S.A. de C.V.
9	562.33	Aceite Ligero	75%	1.50%	Producción Compartida	Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V. Eni México, S. de R.L. de C.V.
10	532.63	Aceite Ligero	75%	1.50%	Producción Compartida	Eni México, S. de R.L. de C.V. Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V.
11	532.74	Aceite Ligero	62.28%	0%	Producción Compartida	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.
12	521.12	Aceite Pesado	75%	1%	Producción Compartida	Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. Eni México, S. de R.L. de C.V.
14	466.39	Aceite Pesado	37.27%	0%	Producción Compartida	Eni México, S. de R.L. de C.V. Citla Energy B14, S.A.P.I. de C.V.
15	971.57	Gas Húmedo	30.11%	0%	Producción Compartida	Total E&P México, S.A. de C.V. QPI México, S.A. de C.V.

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México*<sup>87</sup>

<sup>87</sup> Rondas México, Administración de Contratos.(2023).

### 2.2.3.2 Ronda 2 Segunda Licitación

Posteriormente, en agosto de 2016, se anunció la segunda convocatoria de la Ronda Dos, que tenía como objetivo licitar 10 áreas para la exploración terrestre con una capacidad de producción probada. Estas áreas se encuentran en 2 provincias petroleras (Burgos y Cuencas del Sureste) y contaban con reservas comprobadas de gas húmedo. Además, ya existía infraestructura en estas áreas que podría ser aprovechada y adaptada según sea necesario.

El plan era licitar nueve bloques en la cuenca de Burgos, ubicada en el norte del país, y uno más en la cuenca del Sureste. En total, estas 10 áreas contractuales abarcan una superficie de 5,066 km<sup>2</sup> y se estima que tienen un promedio de recursos prospectivos de 53.9 millones de barriles de petróleo equivalente, por lo que confirmaron 9 licitantes, de los cuales 5 fueron de manera grupal y 4 de manera individual. Debido a las características del recurso, la Secretaría de Energía (SENER) determinó que se utilizaría un contrato de licencia para administrar estas áreas, por lo que los ganadores se pueden observar en la *Tabla 10*.

*Tabla 10. Ganadores de la Ronda 2/ Licitación 2*

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
BG-1	360.94	Gas Húmedo	3.91%	1%	Licencia	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración & Producción de México, S.A. de C.V.
BG-4	440.31	Gas Húmedo	25%	1.50%	Licencia	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
BG-5	444.64	Gas Húmedo	16.96%	0%	Licencia	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
BG-7	445.01	Gas Húmedo	25%	1.50%	Licencia	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
BG-8	416.12	Gas Húmedo	25%	1.50%	Licencia	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
BG-9	463.99	Gas Húmedo	25%	1.50%	Licencia	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
CS-10	347.34	Aceite Superligero	45%	1.50%	Licencia	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México*<sup>88</sup>

<sup>88</sup> Ibidem

### 2.2.3.3 Ronda 2 Tercera Licitación

La tercera convocatoria sería anunciada el 14 de noviembre de 2016; esta tendría como objetivo la licitación de 14 áreas contractuales bajo la modalidad del contrato de licencia. Dichas áreas se ubican repartidas en 4 provincias petroleras (Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste). La presentación y apertura de propuestas se llevó a cabo el 12 de julio de 2017, en la que se confirmó la participación de 19 licitantes, 11 de manera individual y 8 de manera grupal.

El porcentaje de adjudicación de esta ronda fue del 100% y en gran parte de su éxito fue que los campos licitados se encontraban ubicados cerca de instalaciones de transporte y centros de procesamiento, además que, al igual que la Ronda 2 Segunda Convocatoria, el hidrocarburo a esperar era gas húmedo. Consecuentemente, los resultados quedaron de la siguiente manera y son representados en la Tabla 11.

*Tabla 11. Ganadores de la Ronda 2/Licitación 3*

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
BG-1	99	Gas Húmedo	25%	1.50%	Licencia	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración & Producción de México, S.A. de C.V.
BG-2	163	Gas Húmedo	25%	1.50%	Licencia	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. Verdad Exploración México, S. de R.L. de C.V.
BG-3	200	Gas Húmedo	23.56%	0%	Licencia	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. Verdad Exploración México, S. de R.L. de C.V.
BG-4	199.00	Gas Húmedo	0.04	10%	Licencia	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración & Producción de México, S.A. de C.V.
TM-1	72	Aceite y Gas Húmedo	40%	1.50%	Licencia	Jaguar Exploración Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
VC-1	193	Gas Húmedo	40%	1.50%	Licencia	Bloque VC 01, S.A.P.I. de C.V.
VC-2	251	Aceite Ligero y Gas Seco	40%	1.50%	Licencia	Jaguar Exploración Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
VC-3	232	Aceite Ligero y Gas Húmedo	40%	1.50%	Licencia	Jaguar Exploración Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
CS-1	95	Gas Húmedo y Aceite	45%	1.50%	Licencia	Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.
CS-2	248	Aceite Ligero	40%	1.50%	Licencia	Shandong and Keruy Petroleum, S.A. de C.V.
CS-3	215	Aceite Ligero	45%	1.50%	Licencia	Shandong and Keruy Petroleum, S.A. de C.V.
CS-4	245	Aceite Ligero	45%	1.50%	Licencia	Operadora Bloque 12, S.A. de C.V.
CS-5	234	Aceite Ligero	40%	1.50%	Licencia	Operadora Bloque 13, S.A. de C.V.
CS-6	148	Aceite Ligero	40%	1.50%	Licencia	Jaguar Exploración Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México*<sup>89</sup>

<sup>89</sup> Ibidem

### 2.2.3.4 Ronda 2 Cuarta Licitación

Finalmente, la cuarta convocatoria de la ronda 2 se encontraba integrada por 29 áreas contractuales con una superficie total de aproximadamente 70,000 km<sup>2</sup>, por otra parte, estas se adjudicarían bajo la modalidad de Contrato de Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran repartidas en las provincias petroleras del Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina.

El 31 de enero de 2018 se llevaría a cabo la presentación y apertura de propuestas en las que se confirmó la participación de 26 licitantes, 9 de manera individual y 17 de manera grupal, finalmente se tendría como resultado un 65.5 % de éxito de adjudicación a 11 empresas por lo que la Secretaría de Energía informo que el monto estimado de las inversiones potenciales en caso de éxito geológico en las 19 áreas contractuales adjudicadas se acerca a los 93,000 millones de dólares estadounidenses, mismas que son representadas por la Tabla 12.

*Tabla 12. Ganadores de la Ronda 2/Licitación 4*

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
2	2146	Aceite Ligero	15.02%	1%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Pemex Exploración y Producción
3	2062	Aceite Superligero	10.03%	0%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. QPI México, S.A. de C.V.
4	1900	Aceite Superligero	10.03%	1%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. QPI México, S.A. de C.V.
5	2733.00	Aceite Ligero	0.06	1%	Licencia	Pemex Exploración y Producción
6	1891	Aceite Superligero	20%	1.50%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Pemex Exploración y Producción
7	1968	Aceite Ligero	20%	1.50%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. QPI México, S.A. de C.V.
10	1999	Gas Seco	20%	1.50%	Licencia	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. Ophir México Operations, S.A. de C.V.
12	3099	Gas Seco	20%	1%	Licencia	PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. Ophir México Operations, S.A. de C.V. PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V.
14	2242	Gas Seco	19.98%	1%	Licencia	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. PC Carigali México Operations, S.A. de C.V.
18	2917	Gas Seco	7.11%	1%	Licencia	Pemex Exploración y Producción
20	2080	Aceite Ligero	20%	1.50%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.

21	2030	Gas Seco	20%	1.50%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.
22	2879	Aceite Ligero	18.44%	1%	Licencia	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. Pemex Exploración y Producción Inpex E&P México, S.A. de C.V.
23	1853	Aceite Pesado	10.08%	1%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.
24	1922	Gas Húmedo	9.53%	1%	Licencia	Eni México, S. de R.L. de C.V. QPI México, S.A. de C.V.
25	2107	Aceite Pesado	19.98%	0%	Licencia	PC Carigali México Operations, S.A. de C.V
26	2118	Aceite Pesado	20%	1%	Licencia	PC Carigali México Operations, S.A. de C.V
28	3067	Aceite Pesado	20%	1.50%	Licencia	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V
29	3254	Gas Húmedo	20%	1.50%	Licencia	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V. PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V.

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>90</sup>*

Señalando un caso particular, hago una mención a lo sucedido con el área contractual con número de identificación CNH-R02-L04-AP-CM-G01/2018, la cual estaría operada por Repsol Exploración México en conjunto con PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. y Ophir México Operations, S.A. de C.V quienes solicitaron el inicio del procedimiento de terminación anticipada por renuncia total.

Sin embargo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos multaría a Repsol con 36 MMUSD por incumplimiento de contrato, ya que Repsol tenía comprometidas en total 103,500 UT, de las cuales solamente acreditó 57,458 UT. Dicho monto establecido fue menor al calculado, ya que Repsol ejercería su derecho de reducción del monto de la garantía de cumplimiento inicial.

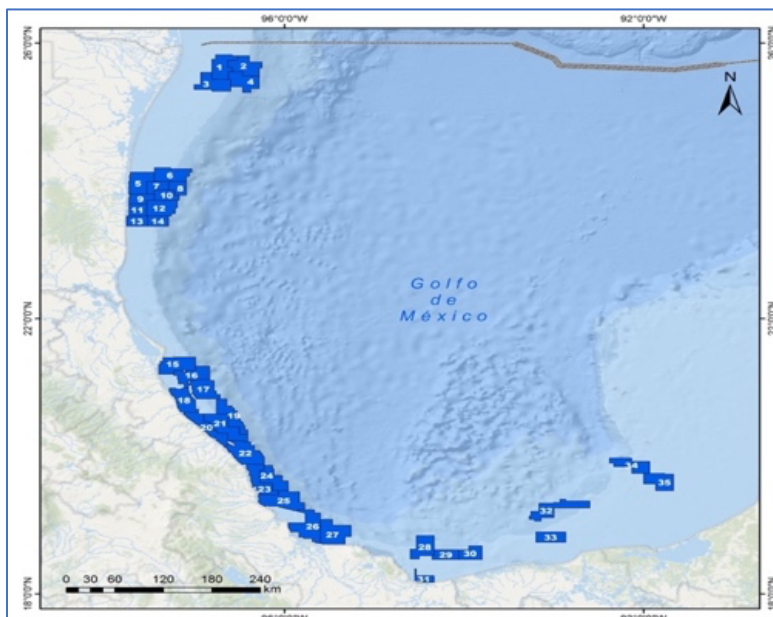
### 2.2.4 Ronda 3

Particularmente esta ronda podría considerarse el parteaguas de un nuevo cambio en términos de política energética, puesto que dicha ronda se llevaría a cabo en 3 convocatorias, sin embargo, solo se ejecutaría la primera de estas derivadas del cambio

<sup>90</sup> Ibidem

de administración por el que pasaría el Estado Mexicano. Las áreas licitadas son representadas por la Ilustración 26.

*Ilustración 26. Áreas licitadas en la Ronda 3*



*Fuente: Obtenida de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>91</sup>*

### **2.2.4.1 Ronda 3 Primera Licitación**

La primera convocatoria de la ronda 3 tendría como objetivo particular fortalecer la incorporación de reservas, así como el aumento en la producción nacional a mediano plazo. Por tal motivo, se ofertarían 35 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Producción Compartida. Dichas áreas contractuales se encuentran divididas en tres sectores. Burgos, Tampico-Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste. Los resultados de la Tabla 13 muestran que 12 de los 18 licitantes confirmados habían ganado alguna área contractual, se habrían adjudicado 16 contratos a 14 empresas de 10 países diferentes con una superficie en conjunto de 11,020 km<sup>2</sup>.

<sup>91</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Asignaciones.(2023).

**Tabla 13. Ganadores de la Ronda 3/Licitación 1**

Área Contractual	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo esperado	Regalía Adicional	Incremento al PMT	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
5	814	Aceite Ligero	56.27%	0%	Producción Compartida	Repsol Exploración México, S.A. de C. V
11	391	Aceite Ligero	29.43%	0%	Producción Compartida	Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V.
12	811	Aceite Ligero	48.17%	0%	Producción Compartida	Repsol Exploración México, S.A. de C. V
13	392.00	Aceite Ligero	0.35	0%	Producción Compartida	Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V.
15	962	Aceite Ligero	27.88%	0%	Producción Compartida	Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. Citla Energy B15, S.A.P.I. de C.V.
16	785	Aceite Ligero	24.23%	0%	Producción Compartida	Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. Pemex Exploración y Producción Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V.
17	842	Aceite Ligero	35.51%	0%	Producción Compartida	Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. Pemex Exploración y Producción Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V.
18	813	Aceite Ligero	40.51%	0%	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C. V
28	808	Aceite Ligero	65%	1.50%	Producción Compartida	Eni México, S. de R.L. de C.V. Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.
29	471	Aceite Ligero	65%	1.50%	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción
30	528	Aceite Ligero	65%	1.50%	Producción Compartida	Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. Premier Oil Exploration and Producción México, S.A. de C.V. SEP Block 30, S. de R.L. de C.V.
31	263	Aceite Ligero	65%	1%	Producción Compartida	Hokchi Energy, S.A. de C.V. Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V.
32	1028	Aceite Pesado	40.49%	1%	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción Total E&P México, S.A. de C.V.
33	581	Aceite Superligero	50.49%	1%	Producción Compartida	Total E&P México, S.A. de C.V. Pemex Exploración y Producción QPI México, S.A. de C. V
34	735	Gas Húmedo	50.49%	1%	Producción Compartida	BP Exploration México, S.A. de C.V. Total E&P México, S.A. de C.V. Hokchi Energy, S.A. de C.V. QPI México, S.A. de C.V.
35	798	Aceite Extrapesado	34.86%	0%	Producción Compartida	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Pemex Exploración y Producción

Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>92</sup>

Sin embargo, a la fecha 9 empresas han decidido iniciar el procedimiento de terminación anticipada, lo que significa que el 50% de áreas contractuales correspondientes a esta ronda, serán devueltas al Estado por diversas causas, lo resaltable de estas situaciones es que en muchos de estos contratos se acreditó el plan mínimo de trabajo, pero en algunos no fue de esta manera por lo que se multará a Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., Citla Energy B15, S.A.P.I. de C.V, BP Exploration México, S.A. de C.V., Total E&P México, S.A. de C.V., Hokchi Energy, S.A. de C.V., QPI México, S.A. de C.V. , Pemex Exploración y Producción y Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V por incumplimiento de contrato.

<sup>92</sup> Rondas México, Administración de Contratos. (2023).



#### **2.2.4.2 Ronda 3 Segunda y Tercera Licitación**

Con un cambio en la administración federal, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) habría decidido cancelar las licitaciones petroleras de la Ronda Tres, tanto la segunda como la tercera, y también postergando las asociaciones pendientes con Petróleos Mexicanos (PEMEX).

En un comunicado, el organismo regulador explicó que la Secretaría de Energía (SENER) solicitó el 7 de diciembre la exclusión de las Áreas Contractuales de las Licitaciones. Esto se hizo con el fin de revisar la política energética, evaluar los resultados y monitorear el progreso de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos vigentes. Dado que todas las áreas consideradas en las licitaciones 3.2 y 3.3 fueron excluidas, ambos procesos quedaron sin efecto y, de acuerdo con las Bases de Licitación, se aprobó la cancelación de las licitaciones correspondientes en la Sesión Extraordinaria 70 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En cuanto a la segunda licitación de la Ronda Tres, esta consideraba 37 áreas contractuales divididas en tres cuencas petroleras. Burgos, Tampico-Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste, todas bajo la modalidad de Contrato Tipo Licencia. Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al menos 25 empresas mostraron interés en participar, y de ellas, 15 iniciaron el proceso de precalificación. Las empresas interesadas eran Avanzia, CNE Oil and Gas, Deutsche Erdoel, Galem Energy, Gat Oil and Gas, Gran Tierra, Jaguar, Pacific Rubiales, Petrobal, Pemex, Petroleum Incremental, Quimica Apollo, Southerngeo México, Tecpetrol Internacional y Tonalli Energía.

Por otro lado, la tercera licitación de la Ronda Tres constaba de nueve áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato Tipo Licencia, ubicadas en la Provincia de Burgos, al norte del estado de Tamaulipas, con recursos convencionales y no convencionales. Según el organismo regulador, nueve empresas habían mostrado interés en participar, y hasta el momento, Pemex y Southerngeo México habían comenzado el proceso de precalificación.

## 2.3 Migraciones y Farmouts

Otra medida para ayudar a PEMEX, aparte de la Ronda Cero, de acuerdo con el Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, fue que Pemex y sus socios podrían solicitar la migración de contratos preestablecidos hacia nuevos contratos sin llevar a cabo nuevas licitaciones, siempre que dicha migración presentara ventajas en términos de producción, reservas e inversión.

***“...PEMEX podrá solicitar a Secretaría de Energía la migración de las asignaciones que sean titulares a Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE)...”***<sup>93</sup>

***“...PEMEX podrá celebrar alianzas o asociaciones con particulares. La selección del socio de PEMEX se llevará a cabo a través de licitación...”***<sup>94</sup>

***“...PEMEX, junto con los contratistas del Contrato integral de exploración y producción (CIEPs) o Contrato de obra pública financiada (COPFs), podrá solicitar la migración de una asignación asociada a dichos contratos, sin necesidad de agotar el procedimiento de licitación...”***<sup>95</sup>

Destaca que este proceso fue autorizado por la Secretaría de Energía (SENER) con asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y conforme a los términos fiscales que estableció la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).<sup>96</sup> Por lo que originalmente Pemex realizó estudios y determinó las áreas que podrían ser migradas a CEE. Fue así como se programó la migración de esas áreas en dos fases. La primera incluía las áreas que operaban bajo CIEPs y COPFs y la segunda conforme a las áreas que se le asignaron en la ronda cero y buscaba realizar farmouts.

De esta manera, la Reforma Energética incorporaría dos conceptos nuevos **“migraciones y farmouts”** los cuales tienen características diferentes y pueden resumirse de la siguiente manera:

---

<sup>93</sup> Ley de Hidrocarburos. (Última reforma 2021). Artículo 12.

<sup>94</sup> Ley de Hidrocarburos. (Última reforma 2021). Artículo 13.

<sup>95</sup> Ley de Hidrocarburos. (Última reforma 2021). Artículo 28 Transitorio.

<sup>96</sup> Secretaría de Energía. (2015). “Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX.”

- a) **Farmout:** Se refiere a la asociación entre Petróleos Mexicanos (PEMEX) y compañías privadas nacionales o extranjeras para llevar a cabo la exploración y producción de hidrocarburos en áreas específicas. En un farmout, Pemex conserva la propiedad de los recursos, pero comparte los riesgos y beneficios con la compañía asociada.<sup>97</sup>
- b) **Migración:** Es un proceso en el cual un contrato de exploración y producción existente, operado únicamente por Pemex, se transforma en un contrato de producción compartida o licencia. Esto permite la participación de empresas privadas nacionales e internacionales en la explotación de los recursos, brindándoles la posibilidad de obtener beneficios económicos y compartiendo los riesgos.<sup>98</sup>

En resumen, mientras que el farmout implica una asociación entre Pemex y una empresa privada para llevar a cabo actividades específicas, la migración es la transformación de un contrato operado únicamente por Pemex en un contrato en el cual pueden participar empresas privadas. De esta manera, la Ley de Hidrocarburos previa 3 tipos de migraciones.

1. **Migración de una asignación sin socio:** Las migraciones sin socio permiten a Petróleos Mexicanos obtener los beneficios de los contratos y mantener la titularidad de los derechos sobre el área contractual solamente:
  - I. Deberá acreditar la conveniencia para la nación.
  - II. No requiere licitación.
  - III. Tiene la posibilidad de asociarse en un futuro, por lo que el primer socio deberá seleccionarse a través de un proceso de licitación.

---

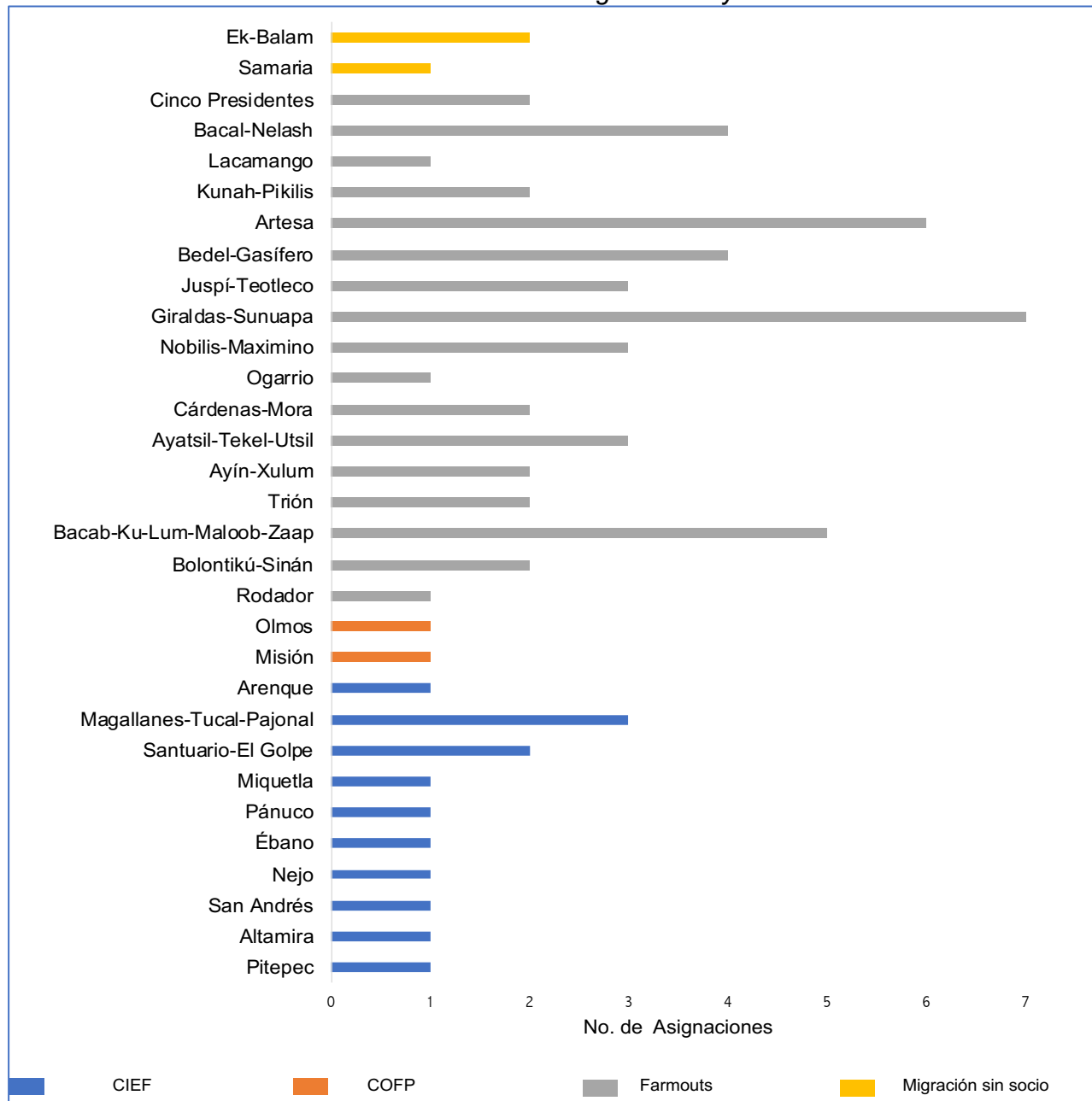
<sup>97</sup> Secretaría de Energía.(2017).”*Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031.*”p.28.

<sup>98</sup> Ibidem

2. **Migración de una asignación con socio:** Las migraciones con socio permiten a Petróleos Mexicanos realizar alianzas con empresas que acrediten las capacidades que éste solicite:
  - I. Deberá acreditar la conveniencia para la nación
  - II. PEMEX propone términos de la alianza y criterios de precalificación
  - III. PEMEX establece los porcentajes de participación del CEE
  - IV. CNH lleva a cabo la selección del socio a través de licitación
  
3. **Migración de una asignación asociada a un CIEPs y COPFs:** La Ley de Hidrocarburos reconoció las inversiones a largo plazo de los contratistas de los CIEPs y COPFs originalmente licitados al permitir la posibilidad de migrar las asignaciones asociadas a los mismos.
  - I. Deberá acreditar la conveniencia para la nación
  - II. Aplica para CIEPs **y COPFs** vigentes, originalmente licitados y suscritos previo a entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos.
  - III. Mejor alineación de incentivos entre PEMEX y sus contratistas para obtener mejores resultados

Dicho lo anterior, en diciembre de 2015, Pemex y sus socios solicitarían la migración de 10 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), 2 Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) y 17 farmouts.

Ilustración 27. Solicitud de Migraciones y Farmouts



Fuente: Obtenida de la Ficha Ejecutiva de Migración de Contratos de Servicios<sup>99</sup>

Sin embargo, solo se concretarían 3 farmouts (**Trión, Ogarrio y Cárdenas-Mora**), 4 migraciones con socio (**Santuario-El Golpe, Misión, Ébano y Miquetla**) y 1 migración sin socio (**Ek-Balam**).

<sup>99</sup> Secretaría de Energía. (2015). *Ficha Ejecutiva de Migración de Contratos de Servicios*.

El primer farmout en llevarse a cabo fue el de Trión el cual previamente el 27 de agosto de 2014 la Secretaría de Energía habría otorgado a Pemex como parte de la Ronda Cero (**AE-0092 Cinturón Salino-10 y AE-0093-Cinturón Salino-11**) con el fin de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, sin embargo, el 14 de junio de 2016 Pemex solicitaría la migración de estas dos asignaciones a un contrato manifestando su interés por celebrar una alianza o asociación con alguna otra empresa.

Este bloque se encuentra ubicado en la provincia geológica Cinturón Plegado Perdido con una superficie total de 1285 km<sup>2</sup> y una litología de arenisca de grano fino a medio por lo que con estas características el hidrocarburo esperado era principalmente aceite ligero y de manera secundaria gas asociado. Dicho lo anterior, el 28 de julio de 2016 se publicaría en el Diario Oficial de la Federación la convocatoria para la licitación pública del contrato de licencia (**CNH-A1-Trión/2016**) en la que se confirmaría la participación de 15 licitantes, 8 de manera individual y 7 de manera grupal, para que finalmente el 7 de diciembre del mismo año se emitiera el fallo a favor de la empresa BHP Billiton Petróleo Operaciones de México tras ganarle por medio de un pago de desempate a la empresa inglesa BP Exploration México.

Posteriormente, se llevaría a cabo el segundo farmout (**CNH-A2-Ayin Batsil/2017**), en el que se confirmaría la participación de 10 licitantes, 6 de manera individual y 4 de manera grupal. Esta licitación pretendía suscribir un contrato bajo la modalidad de producción compartida. Desafortunadamente, la licitación se declarararía desierta, ya que no habrían llegado propuestas.

Por otra parte, pero con el mismo proceso, Pemex habría solicitado la migración de dos asignaciones (**A-0063- Campo Cárdenas y A-0226- Campo Mora**) a un contrato, el cual sería adscrito bajo la modalidad de licencia, por lo que ese mismo día de apertura de propuestas del segundo farmout los mismos licitantes confirmados participarían en el tercero entregando las propuestas para este farmout (**CNH-A3-Cárdenas Mora/2017**).

Este bloque se encontraría ubicado en la provincia petrolera Cuencas del Sureste, con una superficie total de 168.15 km<sup>2</sup> y una litología de calizas y dolomías, por lo que esperaba un aceite super ligero (40-38 °API). Finalmente, el 6 de octubre se emitiría el fallo en el DOF a favor de la empresa Petrolera Cárdenas Mora. Por otra parte, el 4 de octubre de 2017, el mismo día que se abrieron las propuestas para el segundo y tercer farmout, el bloque Ogarrio (**CNH.A4-Ogarrio/2017**) compuesto de la asignación de Pemex (**A-0244-Campo Ogarrio**) sería ganado por la compañía alemana Deutsche Erdoel Ag, ahora Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V. después de pagar un pago en efectivo para poder desempatar de las demás ofertas.

Fue así como la compañía DEA se hizo acreedora de un bloque ubicado en la zona terrestre de Tabasco. Dicho bloque tiene 156 km<sup>2</sup> de superficie total con una litología principalmente de areniscas, por lo que se tenía esperado producir aceite ligero y gas húmedo. Finalmente, el 18 de septiembre de 2017 la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicaría en el DOF la convocatoria del quinto farmout (**CNH-A5-Nobilis Maximino/2017**) sin embargo, no habría algún interesado por lo que con respecto al numeral 21 de las bases de licitación, al no haber recibido ningún documento de precalificación por parte de los interesados esta se cancelaría.

Finalmente, se tratarían de llevar a cabo 27 nuevas asociaciones (**CNH-A6-7 Asociaciones/2018**), sin embargo, Pemex solicitaría dejar la migración para otro momento conforme a los artículos 12 y 13 de la Ley de Hidrocarburos, por lo que se cancelarían. Por otra parte, con un proceso similar se llevaron a cabo migraciones, las cuales Pemex Exploración y Producción (PEP) junto con sus socios solicitaron migrar las asignaciones a contratos en su mayoría de producción compartida, exceptuando la migración perteneciente al bloque Miquetla (**CNH-M5-Miquetla/2018**) la cual se decantó por un contrato de licencia. Todos estos procesos se resumen en la Tabla 14.

*Tabla 14. Ganadores de las Migraciones y Farmouts.*

Farmout Migraciones	Asignación	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Hidrocarburo producido	Participación PEMEX/ Contratista	Ubicación	Modalidad del Contrato	Licitante Ganador
<b>CNH-A1-TRIÓN/2016</b>	Trión	1285.2	-	40-60	Aguas Profundas	Licencia	Pemex Exploración y Producción BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.
<b>CNH-A3-CÁRDENAS-MORA/2017</b>	Cárdenas Mora	168.14	Aceite Ligero	50-50	Terrestre	Licencia	Pemex Exploración y Producción Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V.
<b>CNH.A4-OGARRIO/2017</b>	Ogarrio	155.99	Aceite Ligero	50-50	Terrestre	Licencia	Pemex Exploración y Producción Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V. (antes Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V.)
<b>CNH-M1-EK-BALAM/2017</b>	Ek Balam	63.373	Aceite Mediano y Pesado	100	Aguas Someras	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción
<b>CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017</b>	Santuario El Golpe	153.93	Aceite Ligero	64-36	Terrestre	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción Perenco México, S.A. de C.V. (antes Petrofac México, S.A. de C.V.)
<b>CNH-M3-MISIÓN/2018</b>	Misión	1692.75	Gas Seco y Húmedo	51-49	Terrestre	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.
<b>CNH-M4-ÉBANO/2018</b>	Ébano	1569.12	Aceite Pesado	45-55	Terrestre	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V.
<b>CNH-M5-MIQUETLA/2018</b>	Miquetla	139.65	Aceite Ligero	49-51	Terrestre	Licencia	Pemex Exploración y Producción Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V.

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México <sup>100</sup>*

## 2.4 Política entorno al gas y los petrolíferos

Previo a la aprobación de la Reforma Energética, el mercado de combustibles en el país era dirigido por el Estado, restringiendo la participación privada en la importación y comercialización de gasolina, diésel, turbosina y combustóleo. Sin embargo, uno de los objetivos prioritarios que buscaba la reforma era la reducción de las tarifas de luz y combustibles, por lo que, a partir del 1 de abril de 2016, se llevaron a cabo dos importantes cambios.

Dichos cambios giraban en torno a la regulación de la refinación y tratamiento del petróleo, así como la importación y exportación de petrolíferos, la cual correspondería a la Secretaría de Energía, por otro lado, la Comisión Reguladora de Energía se encargaría de regular las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos.

<sup>100</sup> Rondas México, Administración de Contratos.(2023).



Dicho lo anterior, el 12 de enero de 2016 se publicaría en el DOF la Resolución por la cual la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expediría las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos. Por lo que, bajo los lineamientos emitidos por la CRE, Pemex, a través de su subsidiaria Pemex Logística, realizaría una apertura del sistema de transporte y almacenamiento de petrolíferos por medio de una “Temporada Abierta”.

Dicho proceso consistía en un procedimiento de subasta transparente y competitiva, donde cualquier participante pudiese contender por la capacidad de almacenamiento o transporte que requiriera. Fue así como se llevó a cabo la primer y única etapa (Etapa 1.1) en la que Pemex Logística ofreció su capacidad de almacenamiento y transporte en la parte norte del país con una duración de 3 años para que después de una serie de procesos se emitiera un fallo a favor de la empresa estadounidense Tesoro Corporation. Sin embargo, las etapas que ya se habían calendarizado serían suspendidas por falta de estudio.

Por otra parte, la Secretaría de Energía (SENER), en concordancia con la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Comercio Exterior, permitió la libre importación de combustibles mediante permisos otorgados a empresas privadas, este cambio sería apoyado por la Secretaría de Economía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En un principio solo se otorgarían tales permisos a Pemex; sin embargo, meses después, la Secretaría de Energía iniciaría la emisión de permisos a particulares. Como resultado, se abriría la puerta a una mayor participación del sector privado en la cadena de valor de petrolíferos, rompiendo con el antiguo modelo monopólico y generando que diversas empresas pudieran contar con estaciones de servicio listas para el expendio al público. El segundo cambio sería en diciembre de 2017, cuando la Secretaría de Energía publicó la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos en el DOF. Esta política permitiría a México contar con reservas estratégicas de petrolíferos con el fin de reforzar el suministro de combustibles a la población en situaciones de emergencia, así como la

construcción de infraestructura de almacenamiento de petrolíferos, reforzando la seguridad energética nacional.<sup>101</sup>

Por lo que los datos más actuales indican que hasta 2025 los volúmenes mínimos de inventarios en gasolina y diésel deberán ser equivalentes a 5 días de ventas, en el caso del inventario mínimo de turbosina será de 1.5 días almacenados en los aeropuertos y/o aeródromos y 1.5 días adicionales como promedio mensual en cualquier otra terminal de almacenamiento ubicado en territorio nacional.

Ilustración 28. Infraestructura Nacional de Petrolíferos



Fuente: Obtenida de Prontuario Estadístico de la Secretaría de Energía<sup>102</sup>

Por otra parte, en cuestión del gas, las primeras acciones ejercidas fueron las rondas de licitación, ya que 30 de las 108 áreas adjudicadas contienen principalmente gas, por lo que la plataforma de gas se planeaba tuviera un crecimiento a mediano plazo. De manera similar que con los petrolíferos, en marzo de 2018 la Secretaría de Energía público la

<sup>101</sup>Secretaría de Energía.(25 de noviembre de 2022). *Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos y Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos.*

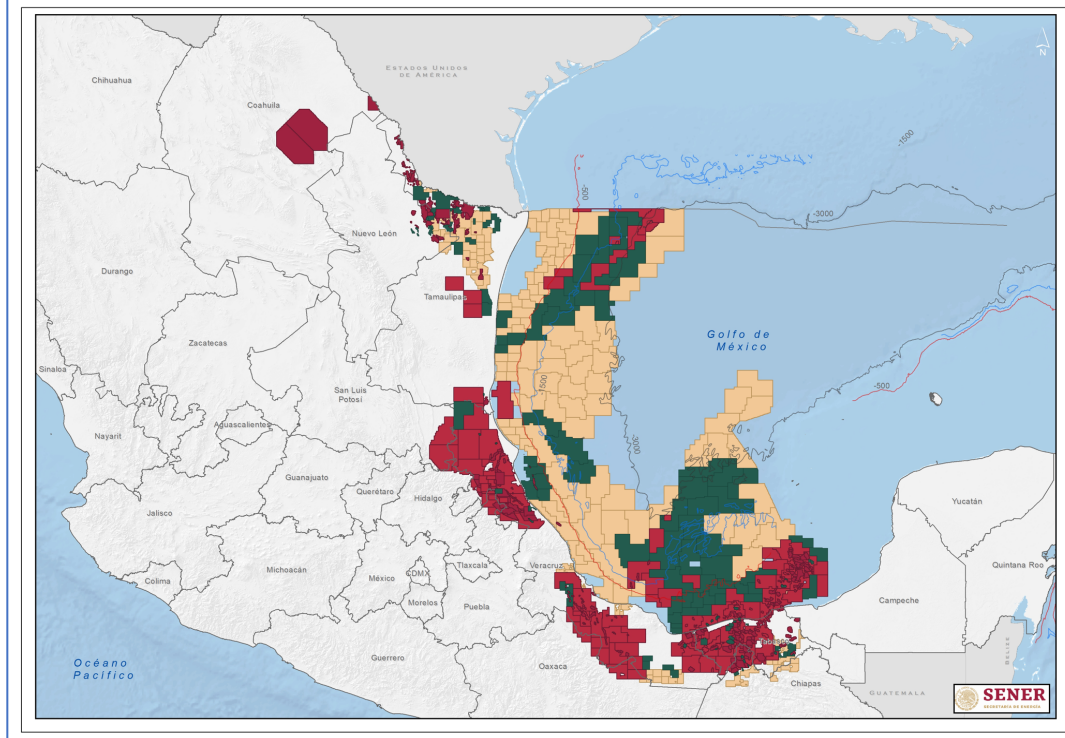
<sup>102</sup> Secretaría de Energía. (2023). *Prontuario Estadístico de Gas Natural.*

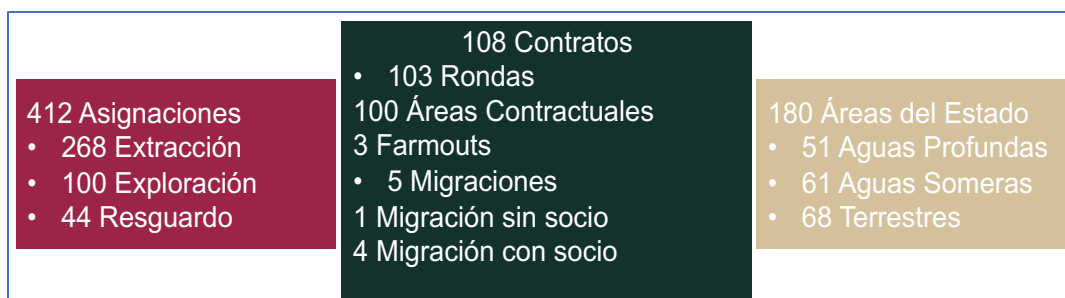
Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural, por lo que el recién organismo descentralizado creado CENAGAS propondría el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS. Finalmente, los resultados a 2022 muestran que la red de gasoductos en México abarca los 18,721 km siendo 10,336 km del SISTANGRAS y el restante de terceros.

## 2.5 Resultados

Como resultado de la ronda cero, rondas de licitación, farmouts y asignaciones, en la actualidad continúan vigentes un total de 412 asignaciones, 34 contratos de producción compartida, 74 contratos de licencia, 3 farmouts y 5 asociaciones lo que engloba a 73 empresas licitantes de 20 países diferentes, mismos que se describen en la Ilustración 29 y la Ilustración 30.

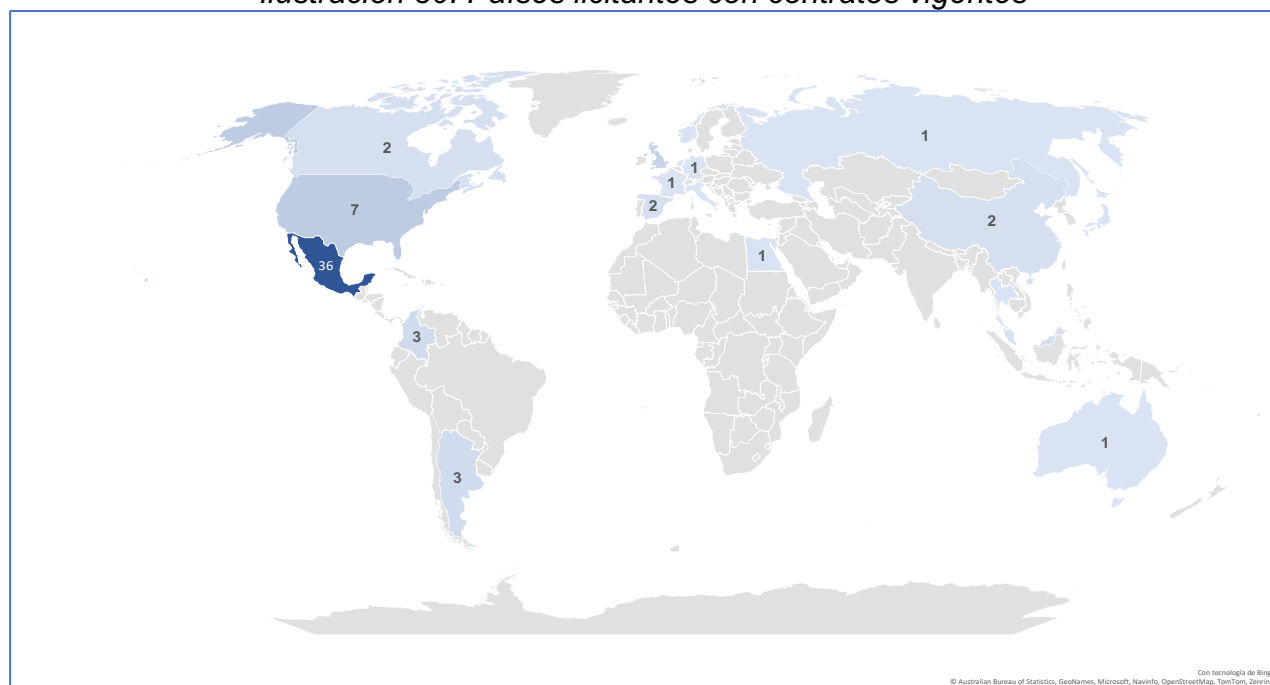
*Ilustración 29. Portafolio de Exploración y Extracción de HC's en México 2023*





Fuente: Obtenida de la Secretaría de Energía<sup>103</sup>

Ilustración 30. Países licitantes con contratos vigentes



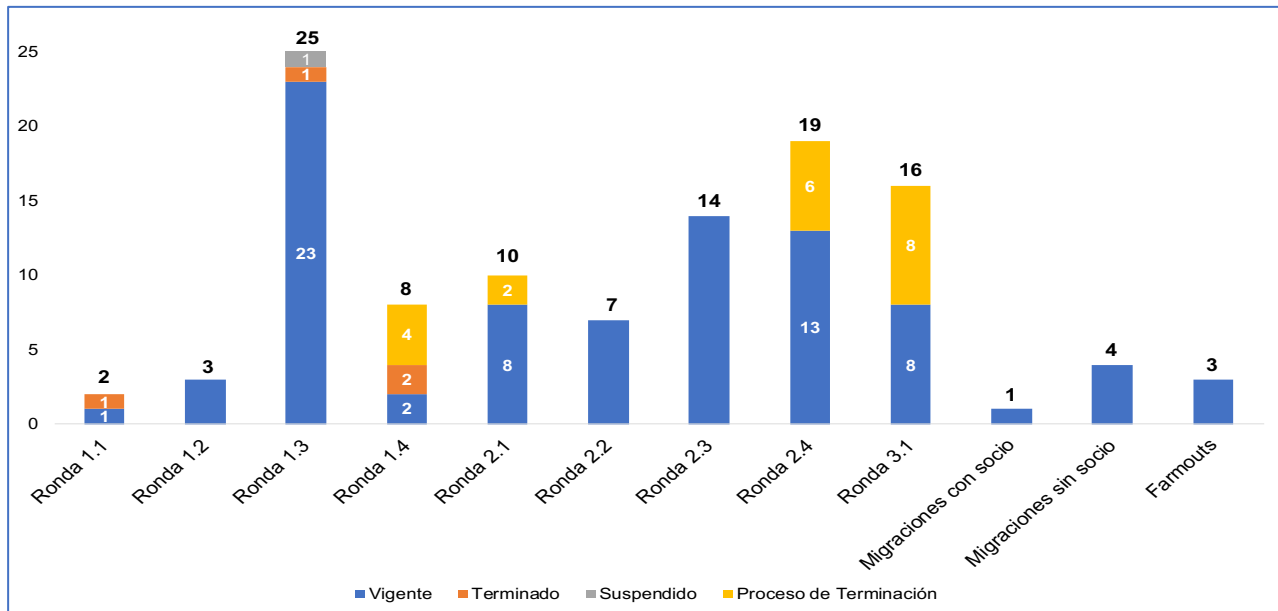
Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>104</sup>

Sin embargo, en la Ilustración 31 podemos observar como de los 112 contratos adjudicados en total, 4 se han declarado como terminados y otros 20 están en proceso de terminación, por lo que la Ilustración 32 muestra la distribución de los dos tipos de contratos adjudicados en las rondas de licitación (**Producción Compartida y Licencia**) de los cuales solamente 7 contratos de Producción Compartida y 27 contratos de Licencia aportan producción a la plataforma nacional, lo cual representa un 30% de avance, señalando el poco impacto de la Reforma Energética contrario a los escenarios óptimos que prometían sus impulsores.

<sup>103</sup> Arévalo, J. (2023). *Introducción a la cadena de valor del sector petrolero de México*.

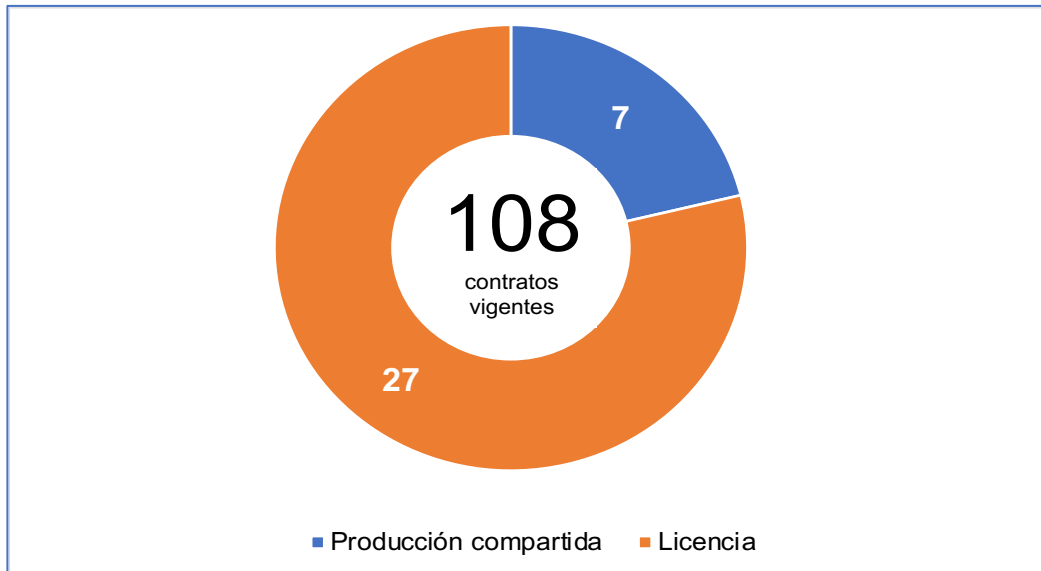
<sup>104</sup> Rondas México, Cifras Relevantes.(2023).

Ilustración 31. Estatus de los contratos petroleros



Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México <sup>105</sup>

Ilustración 32. Distribución del tipo de contrato que aporta producción.



Fuente: Elaboración propia con datos de Fondo Mexicano del Petróleo <sup>106</sup>

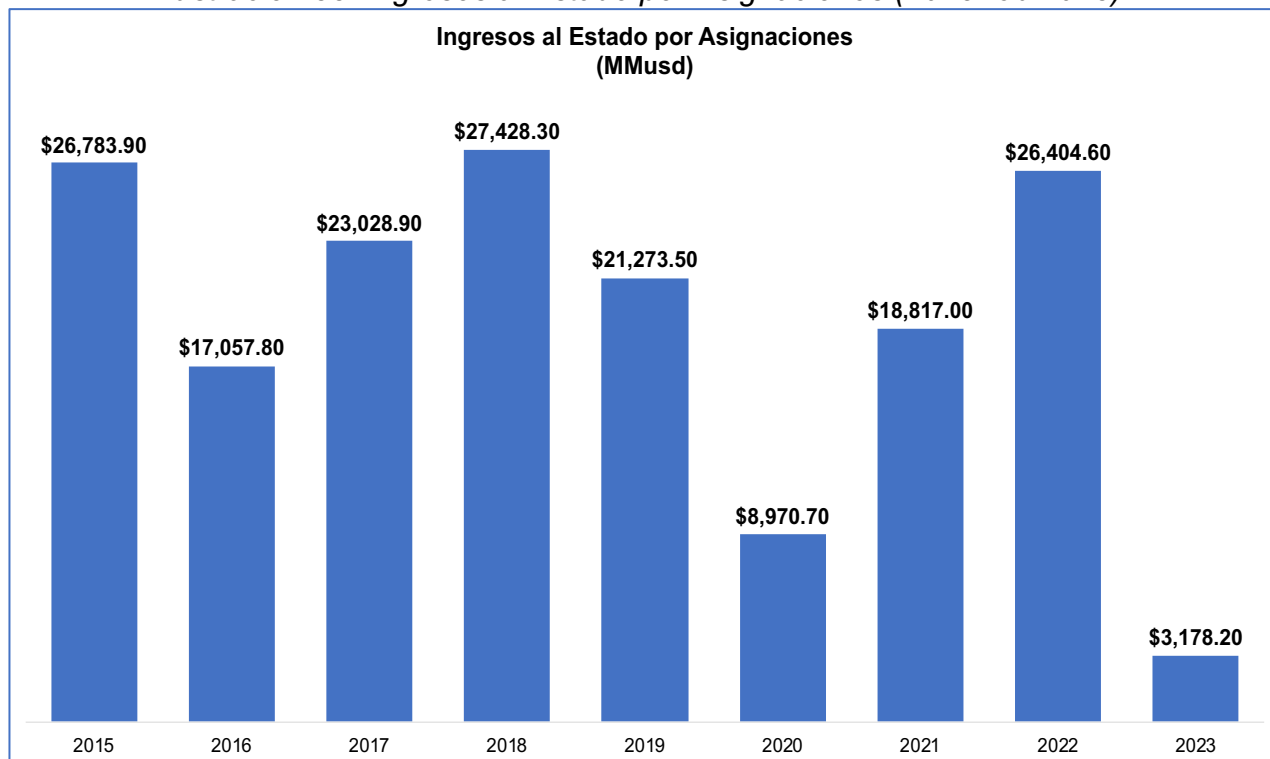
<sup>105</sup> Rondas México, Administración de Contratos.(2023).

<sup>106</sup> Fondo Mexicano del Petróleo, Estadísticas. (2023).

## 2.5.1 Inversiones e Ingresos al Estado

En cuestiones financieras, de acuerdo con los artículos 4º y 39º de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos los asignatarios y contratistas deberán pagar ciertas contraprestaciones estipuladas en dicha ley, dicho así la Ilustración 33 muestra que del año 2015 a febrero de 2023 el Estado Mexicano ha percibido ingresos por 194,371 millones de dólares teniendo los mayores ingresos por parte de Pemex derivado de las asignaciones, en el año 2018 estos ingresos ascendieron a aproximadamente a 27 mil Mmusd, sin embargo, derivado del paro de actividades generado por la pandemia de COVID-19 en el año 2020 los ingresos se redujeron considerablemente y solo se registraron ingresos por casi 9 mil MMusd aunque los años siguientes a la pandemia (2021-2022) volverían a la normalidad las actividades lo que generaría un mayor ingreso de divisas.

Ilustración 33. Ingresos al Estado por Asignaciones (2015-feb 2023)

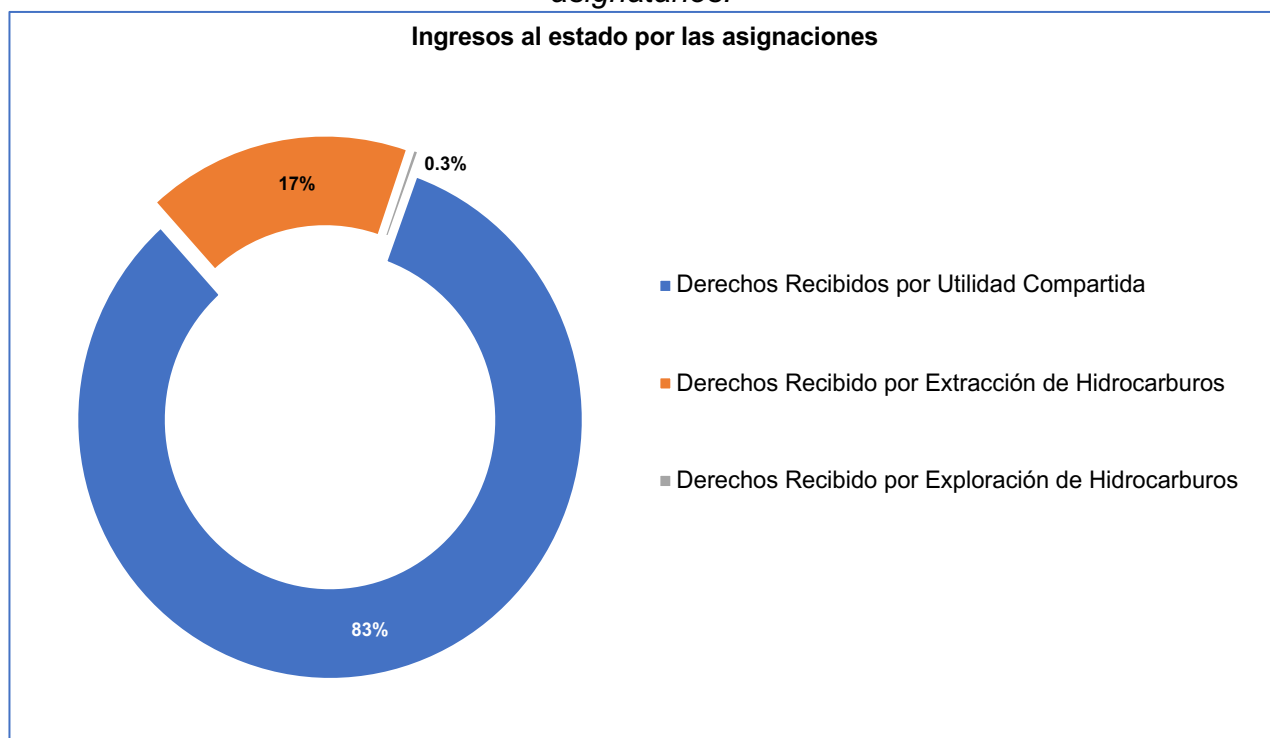


Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación "El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión"<sup>107</sup>

<sup>107</sup> Martínez, N. (2023). *El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión*.

Asimismo, dichas contraprestaciones son presentadas por la Ilustración 34, la cual ayuda a comprender que el 83% de los ingresos del Estado por asignaciones provienen de los derechos recibidos por utilidad compartida (DUC) y el resto por los derechos de exploración y extracción de hidrocarburos. Sin embargo, dichos ingresos no son del todo beneficiosos, ya que como se mencionaba anteriormente en 2018 se tuvieron ingresos récord, pero observando la distribución de estos y teniendo en cuenta que más del 80% viene del DUC es evidente el sobrecargo fiscal ya que implica que por cada peso que Pemex obtiene por producir un barril de petróleo, 66 centavos eran para el país generando que Pemex no tuviera suficiente liquidez financiera.

*Ilustración 34. Aportación de las contraprestaciones pagadas al estado por parte de los asignatarios.*

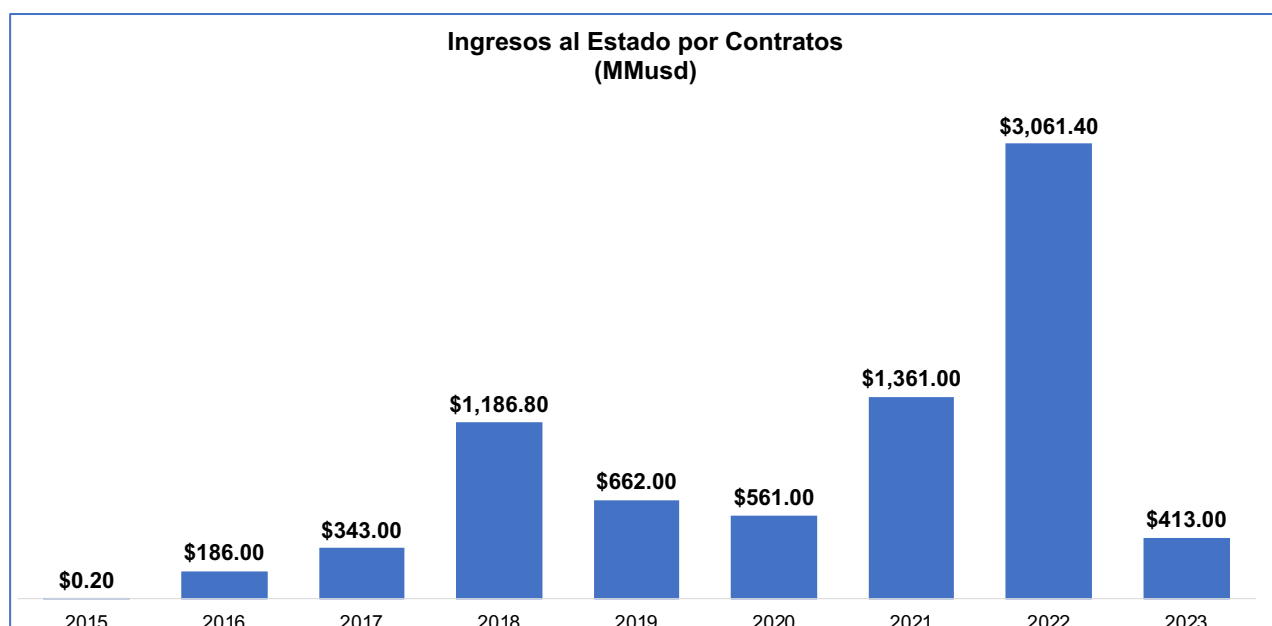


*Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación “El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión”<sup>108</sup>*

<sup>108</sup> Ibidem

Para ayudarnos entender los ingresos al estado por parte de los contratistas la Ilustración 35 nos señala que del año 2015 a febrero de 2023 el Estado Mexicano ha sido percibido un monto total de 7,774 millones de dólares, teniendo un ingreso récord de 3 MMUSD en 2022 lo que en comparación con los ingresos por asignatarios del mismo año solo representa el 11.5% por lo que comparando de manera general los ingresos al estado por medio de contratos solamente representan el 4% comparado con el monto total de ingresos por asignaciones, lo que evidencia el poco beneficio para el Estado.

*Ilustración 35. Ingresos al Estado por Contratos (2015-feb 2023)*



*Fuente: Obtenida de la presentación “El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión”<sup>109</sup>*

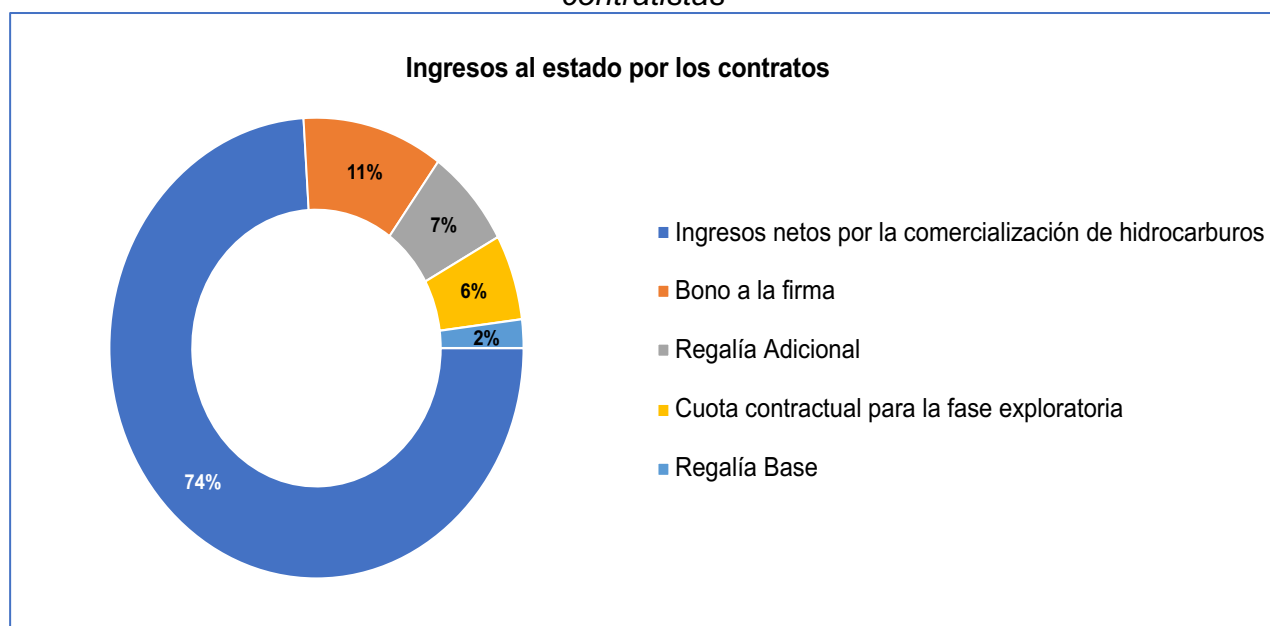
Así mismo la Ilustración 36 nos ayuda a entender que el 74% de los ingresos del Estado por contratos son derivados de la comercialización de hidrocarburos y el porcentaje restante que ingresa es por actividades de exploración, bonos a la firma o bien regalías base.

<sup>109</sup>Ibidem



Lo alarmante de tal situación es que como previamente se ha mencionado, solo 34 de 108 contratos aportan producción y 20 contratos están en vías de terminar, por lo que si analizamos con detenimiento la Ilustración 35 se muestra un crecimiento exponencial de los ingresos, sin embargo, con antecedentes de poco aporte de producción de hidrocarburos, incumplimiento de programas mínimos de trabajo y terminaciones anticipadas de contratos podemos estimar que estos montos tendrán un ligero impacto en las finanzas públicas lo que desmiente el gran beneficio al país que se prometía al incentivar dicha reforma.

*Ilustración 36. Aportación de las contraprestaciones pagadas al estado por parte de los contratistas*



*Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación “El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión”<sup>110</sup>*

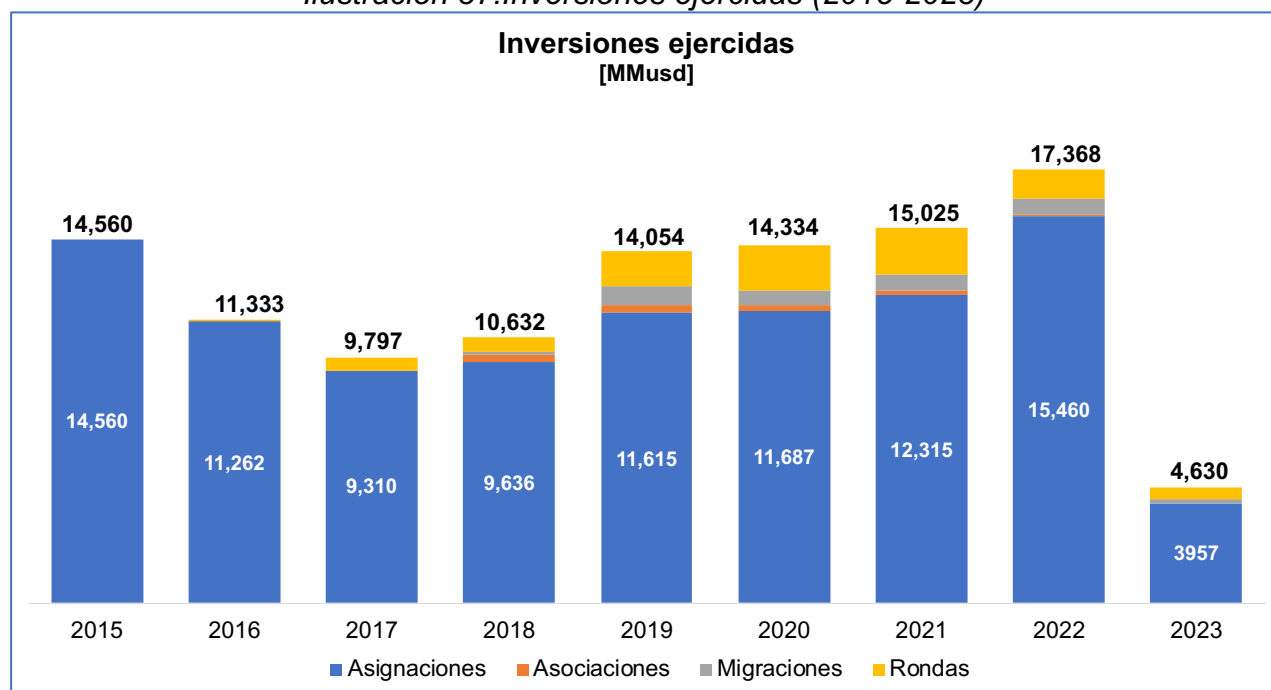
Por otra parte, en el último informe de gobierno del entonces secretario de energía, Pedro Joaquín Codwell ante la Cámara de Diputados, recapitularía los logros y avances de la Reforma Energética, en el que mencionó cuantas áreas contractuales se adjudicaron e hizo énfasis en que habría una inversión a lo largo de la vida de los contratos cercana a los 161 mil millones de dólares en caso de que hubiera éxito geológico.<sup>111</sup>

<sup>110</sup> Ibidem

<sup>111</sup> Gobierno de México.(2018). *Informe de gobierno de Pedro Joaquín Coldwell*.

Sin embargo, la Ilustración 37 indica que desde el año 2015 hasta junio de 2023 se ha ejercido una inversión de alrededor de 111,768 millones de dólares, de los cuales solamente 11,955 millones de dólares son provenientes de los contratos con privados, lo que implica que solamente se ha ejercido el 10% de inversiones estimadas por lo que retomando la cifra mencionada por el gobierno de Enrique Peña Nieto cada año en promedio se debería ejercer como mínimo 4,236 millones de dólares hasta el año 2053 que es cuando finalizan los últimos contratos para cumplir con dicha estimación. Sin embargo, con la premisa de la próxima salida de vigencia de 20 contratos, tales cifras no podrán ser cumplidas.

Ilustración 37. Inversiones ejercidas (2015-2023)



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación "El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión" <sup>112</sup>

Derivado de dicha situación a 2023, la Comisión Nacional de Hidrocarburos proyecta que del año 2015 al 2023 exista una inversión de 178,283 millones de dólares, de los cuales se tiene el 63% de avance a junio de 2023. Mientras que, a largo plazo, de 2024 al 2048, se estima ejercer 94,965 millones de dólares repartidos en 72,231 millones de dólares en

<sup>112</sup> Martínez, N. (2023). *El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y Oportunidades de inversión*.

asignaciones y 22,734 millones de dólares en contratos. Sin embargo, a meses de terminar el año 2023 se observa un complicado panorama para poder cumplir con lo estimado por las autoridades, por otro lado, la estimación de inversiones a largo plazo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos señala que Pemex seguirá siendo el líder en inversiones ejecutadas por lo que derivara en mejores ingresos al estado comparado con los contratos los cuales seguirán teniendo poco impacto.

### **2.5.2 Análisis de los contratos *CNH-R02-L01-A7.CS/2017* y *CNH-R01-L02-A1/2015***

Con el objetivo de determinar los resultados de la Reforma Energética se analizó el estado actual de los 108 contratos, encontrando que existen 2 escenarios principales, 1) contratos se encuentran en un desfase de actividades o no tuvieron éxito geológico y 2) contratos que, por el contrario, se encuentran cumpliendo en tiempo, plazos e inversiones.

Dicho lo anterior, el primer escenario se ejemplifica con el contrato con número de identificación ***CNH-R02-L01-A7.CS/2017*** a cargo de las empresas Eni México, S. de R.L. de C.V., Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B7, S.A.P.I. de C.V. el cual actualmente se encuentra en periodo de exploración, por lo que la inversión que se ha establecido para concluir dicha etapa ronda aproximadamente los 184 MMMusd.

Sin embargo, los datos actuales reportan que solo se ejerció el 46% del monto total en los 4 años que tenía vigente el plan de exploración, por lo que siguiendo la normatividad aplicable este 5 de febrero de 2023 concluyó el periodo inicial de exploración, de tal manera que las empresas responsables tendrán que solicitar un periodo adicional de exploración (PAE) en el que se deberá proponer un nuevo presupuesto, el cual no asegura que se ejecute la inversión programada, de tal manera que este escenario tiene 2 posibles rutas.

La primera es que siga sin encontrar éxito geológico y renuncie al área en su totalidad, por lo que se terminaría el contrato y la segunda posible ruta de manera contraria es que tenga éxito geológico, presente el plan de desarrollo y continúe con sus actividades de

manera normal. Sin embargo, cualquiera de las 2 rutas tomadas de manera general afecta las estimaciones presentadas por la CNH, lo que infiere directamente en los ingresos al Estado.

Por otra parte, el segundo escenario presenta un panorama completamente distinto, el segundo proyecto con mayor inversión aprobada con número de identificación **CNH-R01-L02-A1/2015** es operado de igual manera por la petrolera italiana Eni México, S. de R.L. de C.V., en los campos **Amoca, Miztón y Teocalli** la cual tiene una inversión aprobada de 9,116.67 millones de dólares para el periodo que comprende desde febrero de 2023 hasta 2040.

Dicho contrato presenta mejores resultados, ya que el proyecto tiene una inversión de 9,116.67 MMUSD y para que se ejerza dicha inversión aprobada se tiene que ejecutar por año un equivalente a 536 MMUSD hasta 2040, por lo que analizando los datos actuales se contempla el periodo de enero a mayo de 2023 en el que la inversión ejercida por año equivale al 58% del total, dicho así si cada año las inversiones ejecutadas se comportan de la misma manera o sobrepasan los escenarios base, la inversión aprobada de este contrato podría aumentar lo cual infiere directamente en una mejora de la producción, la cual infiere directamente en los ingresos del estado.

### 2.5.3 Pozos y Producción Nacional

Otro aspecto importante por analizar es la perforación de pozos y los pozos que aportan producción, ya que los datos actuales representados por la Tabla 15 muestran que derivado de las rondas de licitación se comprometieron en el Plan Mínimo de Trabajo un total de 131 pozos de los cuales la mayoría ya ha concluido. Sin embargo, muchas empresas siguen etapas de exploración, evaluación o desarrollo generando que se tengan 24 pozos en etapas de perforación y 29 estén por iniciar, por lo que dichos resultados infieren directamente en las inversiones estimadas.

*Tabla 15. Estatus de los pozos operados por contratistas*

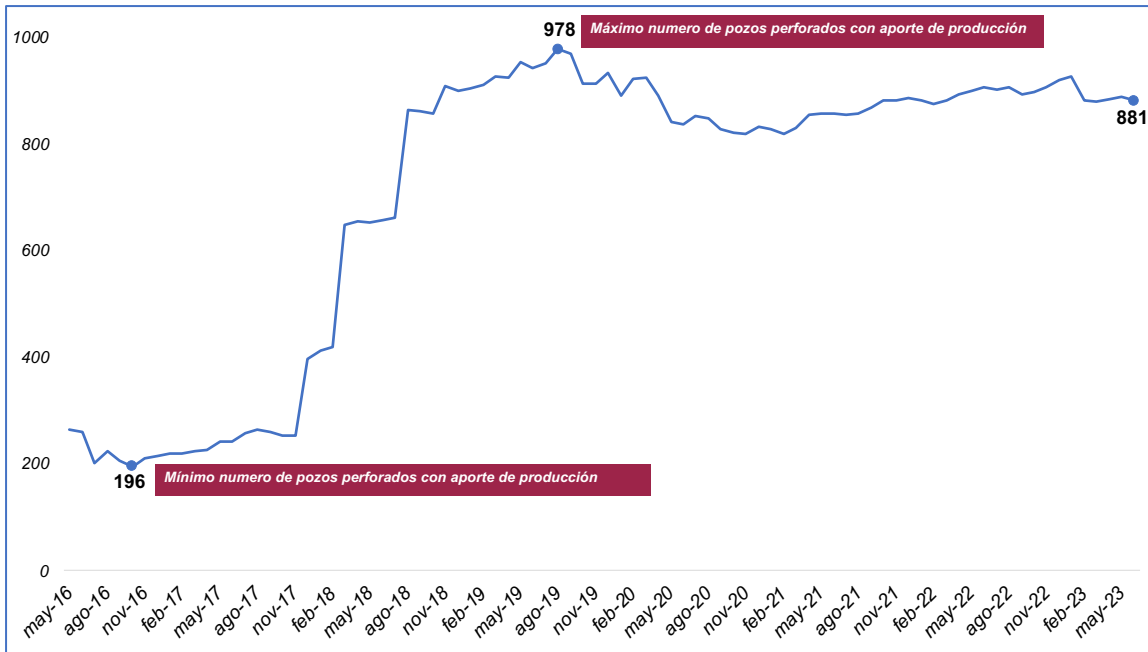
	Comprometidos (PMT)	Pozos en planes aprobados	Terminados	En perforación	Por iniciar
Ronda 1	52	139	71	4	3
Ronda 2	68	213	49	9	12
Ronda 3	9	12	6	1	2
Migraciones	0	851	124	9	12
Asociaciones	2	12	6	1	0
Total	131	1227	256	24	29

*Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>113</sup>*

Así mismo la Ilustración 38 nos señala que, desde la aprobación de la Reforma Energética, México ha tenido un crecimiento en el número de pozos con aporte de producción derivado de las tareas de perforación, teniendo una cifra récord de 978 pozos productores en agosto de 2019. Los datos más recientes indican que en México hay 7,028 pozos operando, sin embargo, solamente 873 pozos productores son resultado de las rondas de licitación a lo largo de casi 10 años, lo cual señala como en otros aspectos analizados de la Reforma Energética que Pemex contribuye de una mejor manera al estado, a la producción nacional y ejecuta mayores inversiones dejando sin efecto lo realizado por los privados.

<sup>113</sup> Rondas México, Cifras Relevantes.(2023).

Ilustración 38. Historial de pozos productores operados por contratistas (may 2016-may 2023)



Fuente: Elaboración propia con datos de Rondas México<sup>114</sup>

Por otra parte, analizando más de los resultados obtenidos de la Reforma Energética con base a los objetivos que prometía, dicha política energética es bastante cuestionable debido a que los datos muestran el poco impacto y la falta de madurez de dicha reforma. La producción nacional de hidrocarburos líquidos y gaseosos a mediados de agosto de 2013 ascendía a alrededor de 2.5 MMbd y 5.7 MMpc, con ese contexto dicha reforma se promulgaría con la promesa que para 2018 la producción nacional de petróleo y gas ascendiera a 3 MMbd y 8.0 MMpc respectivamente, además de que para 2025 se pretendía ya contar una producción nacional de hidrocarburos de alrededor de 3.5 MMbd y 10,4 MMpc.<sup>115</sup>

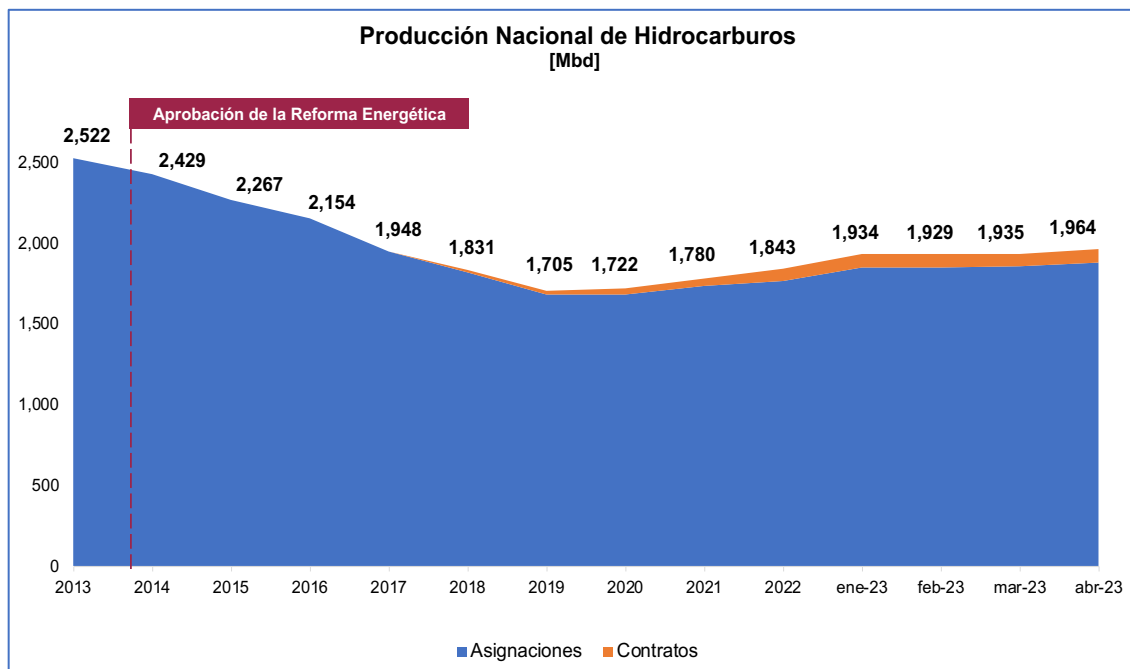
Sin embargo, la Ilustración 39 y la Ilustración 40 muestran que desde la aprobación de la Reforma Energética la declinación de la producción se hizo más evidente a lo largo del sexenio 2012-2018, ya que al esperar un incremento de producción en los primeros años

<sup>114</sup> Ibidem

<sup>115</sup> Canal Presidencia Enrique Peña Nieto. (8 de agosto de 2014). *Discurso: Promulgación Reforma Energética*.

por parte de los privados dejó vulnerable al país por el hecho del poco apoyo que se le brindó a Pemex y los nulos resultados por parte de los privados además de que se sumaron factores que limitaron los resultados de dicha política los cuales girarían en torno a la caída del precio de la mezcla mexicana, la cual paso en 2014 de 95 dólares por barril a 20 dólares por barril a inicios de 2016, así mismo otro factor que afecto derivado de lo mencionado anteriormente fueron las pocas inversiones ejercidas por parte de las empresas ganadoras de la Ronda 1 y 2 por lo que los objetivos prometidos se vieron rebasados por el contexto global en el que se diseñaron los escenarios de producción teniendo un por delante un difícil panorama por cumplir.

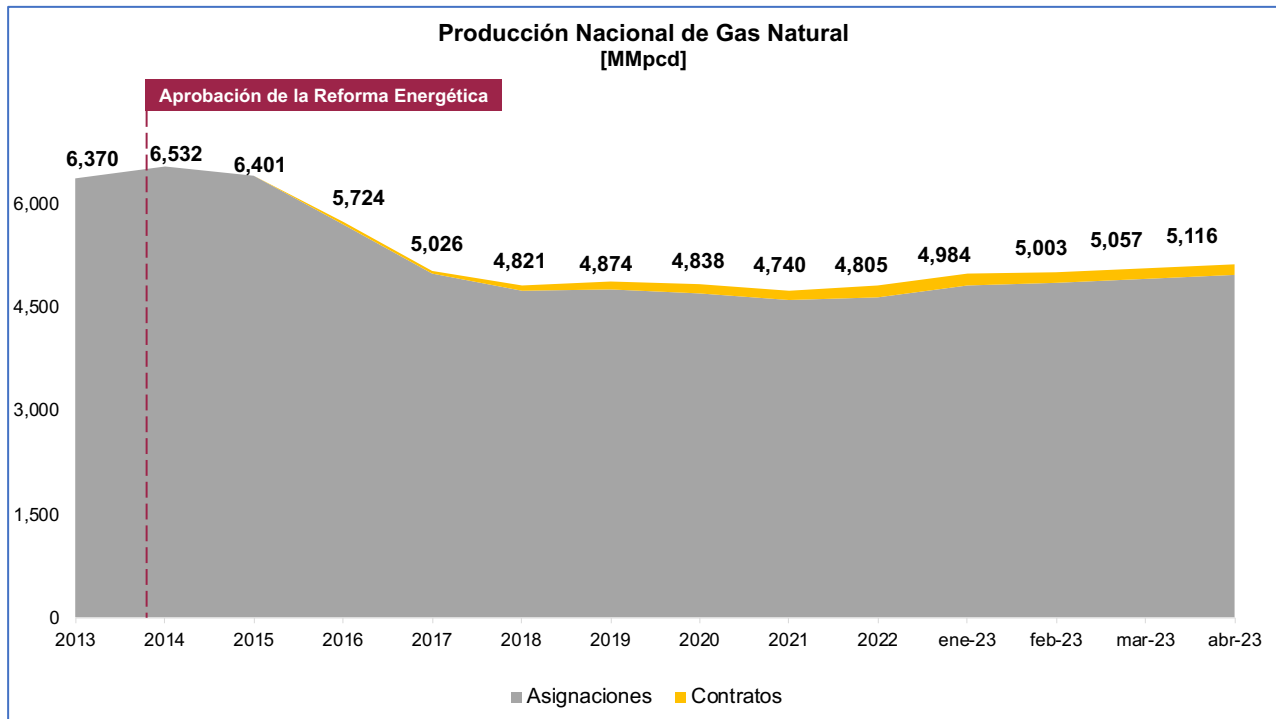
*Ilustración 39. Producción Nacional de Hidrocarburos (2016- abril 2023)*



*Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación “El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión”<sup>116</sup>*

<sup>116</sup> Martínez, N. (2023). *El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y Oportunidades de inversión.*

Ilustración 40. Producción Nacional de Gas natural (2013- abril 2023)



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación “El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y oportunidades de inversión”<sup>117</sup>

## 2.5.4 Descubrimientos

Por otra parte, derivado de las rondas licitatorias el primer descubrimiento por parte de privados fue el campo Zama el cual sería descubierto en 2017 y evaluado completamente en 2019 por el consorcio ganador del área (**Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V.**) sin embargo, al estar cerca de una asignación de Pemex, las autoridades mexicanas (CNH) actuarían conforme lo establecido en la novena cláusula de dicho contrato adjudicado al iniciar el proceso de unificación del yacimiento para su explotación conjunta, dando inicio al proceso de establecimiento de un acuerdo de sociedad y participación entre la petrolera estatal y el consorcio privado, por lo que aunque fue descubierto por parte de privados este será desarrollado en mayor parte por Pemex, lo que habla de la gran capacidad operativa con la que se cuenta misma que fue cuestionada por los impulsores de la Reforma Energética.

<sup>117</sup> Ibidem



Así mismo otros hallazgos importantes derivados de la entrada de inversionistas extranjeros son los de la petrolera italiana ENI, la cual en marzo de 2017 anunciaría la perforación de un pozo (**Amoca-2**) en la bahía de Campeche, en el que se confirmaría la presencia de crudo en diversos niveles con un potencial superior a las estimaciones iniciales. Sin embargo, hay que tener en cuenta que dichos bloques (**Amoca, Miztón y Teocalli**) fueron descubiertos y delimitados por Pemex en 2003, 2008 y 2013, respectivamente, por lo que, en este contexto, el contratista estimó alcanzar una producción máxima de 90,000 barriles por día y 60 millones de pies cúbicos diarios, utilizando 14 pozos productores en funcionamiento para fines de 2021, mientras tanto los datos actuales de producción indican que solo produjo en 2021 el 17% de lo estimado.

Sin embargo, hay una cuestión que radica en ¿por qué si los campos Amoca, Miztón y Teocalli son tan eficaces? No se le entregaron en la Ronda Cero a Pemex si se supone que la Reforma Energética buscaba fortalecer a Petróleos Mexicanos, dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente, ya que estos campos ya estaban explorados y delimitados.

Dicho lo anterior, el ranking de productores por parte de los contratos es conformado por ENI México, Hokchi Energy y Fieldwood Energy E&P México, por lo que estos últimos 2 mencionados tienen un caso similar, ya que producto de la Ronda 1/Licitación 2 todas estas empresas ganadoras obtuvieron campos que Pemex ya había descubierto años atrás. No obstante, la petrolera italiana, en compañía de sus socios, ratificaría el descubrimiento del campo Sayulita, Sáasken y Yoti-Oeste en 2020 y 2021 respectivamente. Finalmente, de manera más reciente, en abril de 2023, Wintershall Dea, en colaboración con sus socios Harbour Energy y Sapura OMV, logró un importante hallazgo de petróleo en el prospecto de exploración Kan, dentro del Bloque 30, en el que se estima un volumen cercano a los 300 MMbpce por lo que destaca como el segundo descubrimiento más significativo realizado por una empresa privada, siendo superado únicamente por el descubrimiento de Talos Energy en 2017 del gigantesco yacimiento Zama el cual tiene un volumen cercano a 1,010 MMbpce.

### 3. Hacia la soberanía energética: Análisis del proyecto actual de política energética y comparación con la Reforma Energética de 2013.

Previo a la aprobación de la Reforma Energética, el 4 de junio de 2013, un grupo de expertos en materia energética liderados por el entonces senador Manuel Bartlett Díaz presentaría un trabajo titulado “**Estrategia Urgente en Defensa de la Nación**” en el que los autores plasmarían un modelo de política energética orientada a una visión en la que detallaban las herramientas para que México fuese una potencia económica por voluntad propia, pues anticipaban que la llamada Reforma Energética no funcionaría.

Posteriormente, derivado de los pobres e inconclusos resultados obtenidos de la anterior política energética, las elecciones presidenciales de 2018 buscarían un cambio radical, por lo que se elegiría al Lic. Andrés Manuel López Obrador como el rector que guiaría el cambio en favor de los intereses nacionales.

En búsqueda de subsanar las deficiencias por las que pasaba el país en el ámbito energético, la “**Estrategia Urgente en Defensa de la Nación**” sentaría las bases de la actual política energética, la cual conforme al artículo 33º, fracción V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal la planeación energética deberá cumplir con los siguientes criterios como la: “...**soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética...**”<sup>118</sup> dando prioridad a las empresas nacionales, dejando de lado las empresas privadas que llegaron en el anterior sexenio pero sin modificar los contratos que se mantuvieran vigentes.

---

<sup>118</sup> Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (Última reforma 2023). Artículo 33, fracción V.

De tal manera que los compromisos adquiridos a lo largo de la campaña presidencial tomarían forma y se resumirían en una serie de objetivos prioritarios presentados en la Tabla 16, mismos que se presentan en Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2020-2024, sin embargo, el 21 de septiembre de 2020, un juez federal suspendió de manera indefinida y parcial la implementación del PROSENER 2020-2024 en respuesta a una solicitud de amparo presentada por el grupo ambientalista Greenpeace.

*Tabla 16. Objetivos prioritarios para la recuperación del sector energético*

Objetivos prioritarios del Programa Sectorial de Energía 2020-2024
1.- Alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible para satisfacer la demanda energética de la producción con la producción nacional.
2.-Fortalecer a las empresas productivas del Estado mexicano como garantes de la seguridad y soberanía energética y palanca del desarrollo nacional para detonar un efecto multiplicador en el sector privado.
3.-Organizar las capacidades científicas, tecnológicas e industriales que sean necesarias para la transición energética de México a lo largo del siglo XXI.
4.-Elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías en el territorio nacional
5.- Asegurar el acceso universal a las energías para que toda la sociedad mexicana disponga de las mismas para su desarrollo.
6.-Fortalecer el sector energético nacional para que se constituya la base que impulse el desarrollo del país como potencia capaz de satisfacer sus necesidades básicas con recursos, a través de las empresas productivas del Estado, las sociales y privadas.

*Fuente: Obtenida del Programa Sectorial de Energía<sup>119</sup>*

Con objeto de revisar la política energética pasada, se evaluarían los aspectos más importantes que derivaron de la Reforma Energética, en el que los resultados mostraron la falta de restitución de reservas de hidrocarburos, la evidente declinación de la producción nacional de petróleo crudo y gas natural, lo que principalmente desencadenó en la poca disponibilidad de materia prima para el Sistema Nacional de Refinación, los Complejos Procesadores de Gas y los Complejos Petroquímicos generando a su vez la

<sup>119</sup> Gobierno de México.(2020). *Programa Sectorial de Energía*. p. 24.

escasa producción de petrolíferos y petroquímicos lo que finalmente en conjunto generó el incremento de la dependencia de importaciones contribuyendo a la pérdida de la soberanía energética.

Por otra parte, la alta dependencia de importación de combustibles y gas natural por la que cruzaba México fue consecuencia de la política anterior, la cual derivado de sus principios, otorgaba permisos de importación de combustibles a privados como medio para abrir el mercado nacional, además, se sumaría el poco apoyo que se otorgó al sector de transformación industrial priorizando las actividades de extracción de hidrocarburos con el fin de generar divisas por efecto de la exportación de crudo.

Sin embargo, el comportamiento del precio de petróleo está sujeto a diversos factores como lo son los conflictos geopolíticos y la toma de decisiones de grandes productores como lo es Rusia o Arabia Saudita, por lo que dicho contexto concatenado con la pasada planeación energética de México, la cual estaba orientada a satisfacer las demandas del mercado energético mundial principalmente como exportador de petróleo y no como exportador de productos refinados dejó vulnerable la seguridad energética del país.

### 3.1 Acciones implementadas

De este modo, el rescate del sector energético derivaría una serie de acciones implementadas en 2 fases. La primera fase comprende el período 2019-2021 (corto plazo) mientras que la segunda fase corresponde al período 2021-2024 (largo plazo).<sup>120</sup> La primera acción desarrollada y ejecutada por el Ejecutivo Federal a través de las dependencias correspondientes se llevaría a cabo el 7 de diciembre de 2018, en el que la Secretaría de Energía solicitaría a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la exclusión de las 46 áreas contractuales de las licitaciones **CNH-R03-L02/2018** y **CNH-R03-L03/2018**, divididas en 37 y 9 respectivamente, con el fin de observar los resultados de los primeros contratos.<sup>121</sup>

---

<sup>120</sup> Ibidem p. 51.

<sup>121</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos.(11 de diciembre de 2018). *Comunicado de Prensa 040*

La resolución por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos se llevaría a cabo durante la Sesión Extraordinaria 70ª del Órgano de Gobierno de la CNH, celebrada el 11 de diciembre de 2018, en la que aprobarían la cancelación de dichas licitaciones, pues de acuerdo con lo previsto en la cláusula 20 de las bases de licitación, el convocante puede cancelar dicha licitación en cualquier momento .<sup>122</sup>

***“...Cláusula 20: La Convocante podrá cancelar la licitación para todas las áreas contractuales o un área Contractual, en cualquier momento y por cualquier causa. Lo anterior, no impondrá a la Convocante obligación alguna de reembolsar a los Licitantes los gastos en los que hayan incurrido a causa de la Licitación. ...”***

Por otra parte, con varios problemas identificados, la pronta acción de las autoridades anunciaría; la construcción de una nueva refinería en Paraíso, Tabasco, así como la rehabilitación y modernización de todo el Sistema Nacional de Refinación, la definición de la plataforma anual de producción de crudo y gas natural, la cual estaría ligada con la demanda estimada por el crecimiento económico y las demandas sociales no por las demandas del extranjero lo que a su vez implicó un aumento a la inversión en actividades de exploración en áreas terrestres y aguas someras a través de Pemex.

Los cambios normativos comenzarían el 26 de marzo de 2021, con el envío de una iniciativa de reforma a la Ley de Hidrocarburos a la Cámara de Diputados por parte del Ejecutivo Federal, el objetivo era desincentivar prácticas relacionadas con el comercio ilícito de hidrocarburos y petrolíferos, reordenar diversas actividades económicas en el sector energético con el fin de combatir la corrupción, garantizar el abasto y proteger la economía nacional junto con los ingresos que percibe el Estado.

La Tabla 17 muestra la propuesta que pretendía la modificación de varios elementos de la Ley de Hidrocarburos, incluyendo los artículos 51, 53 (segundo párrafo), 56 (fracción XI y XII), 57, 76, Transitorio Décimo Tercero y la adición de una nueva fracción XII, que

---

<sup>122</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos.(11 de diciembre de 2018). 70ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH 2018

reemplazaría la que en ese momento era la actual fracción XII convirtiéndola en fracción XIII en el artículo 56, además también se propondría modificar el artículo 59 Bis y agregar un segundo párrafo a la fracción II del artículo 86, por lo que en abril de 2021 el Senado de la República aprobaría la reforma, en la que los cambios serían los siguientes:

*Tabla 17. Última Reforma a la Ley de Hidrocarburos 2021*

Se reformaron		
	Antes	Después
Artículo 51°	<p>Los permisos a que se refiere el presente Capítulo se otorgarán a Petróleos Mexicanos, a otras empresas productivas del Estado y a Particulares, con base en el Reglamento de esta Ley. El otorgamiento de los permisos estará sujeto a que el interesado demuestre que, en su caso, cuenta con:</p> <p>I. Un diseño de instalaciones o equipos acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas, y</p> <p>II. Las condiciones apropiadas para garantizar la adecuada continuidad de la actividad objeto del permiso.</p>	<p>Los permisos a que se refiere el presente Capítulo se otorgarán a Petróleos Mexicanos, a otras empresas productivas del Estado y a Particulares, con base en el Reglamento de esta Ley. El otorgamiento de los permisos estará sujeto a que el interesado demuestre que, en su caso, cuenta con:</p> <p>I. Un diseño de instalaciones o equipos acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas;</p> <p>II. Las condiciones apropiadas para garantizar la adecuada continuidad de la actividad objeto del permiso, y</p> <p>III. La capacidad de almacenamiento que determine la Secretaría conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.</p>
Artículo 53° párrafo II	<p>La Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, según el permiso de que se trate, deberá resolver la solicitud de cesión dentro de un plazo de noventa días naturales, contados a partir del día siguiente al de la recepción de la solicitud. En caso de no emitirse una resolución por parte de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, dentro del plazo establecido, esta se entenderá en sentido favorable.</p>	<p>La Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, según el permiso de que se trate, deberá resolver la solicitud de cesión dentro de un plazo de noventa días naturales, contados a partir del día siguiente al de la recepción de la solicitud. En caso de no emitirse una resolución por parte de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, dentro del plazo establecido, está se entenderá en sentido negativo.</p>
Artículo 56° fracción XI	<p>Realizar actividades de Transporte, Almacenamiento, Distribución o Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente, y</p>	<p>Realizar actividades de Transporte, Almacenamiento, Distribución o Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita o por la comisión del delito de contrabando de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente;</p>

<p>Artículo 57°</p>	<p>En relación con los permisos a que se refiere esta Ley, la autoridad que lo haya expedido podrá llevar a cabo la ocupación temporal o la intervención, a fin de garantizar los intereses de la Nación, en el entendido de que quedarán salvaguardados los derechos de terceros.</p> <p>Para la continuidad en la operación de las actividades que ampare el permiso, la autoridad podrá contratar a empresas productivas del Estado o a terceros, con capacidad técnica para el manejo y control de las instalaciones ocupadas o intervenidas.</p>	<p>En relación con los permisos a que se refiere esta Ley, la autoridad que lo haya expedido podrá llevar a cabo la ocupación temporal, la intervención o la suspensión, a fin de garantizar los intereses de la Nación, en el entendido de que quedarán salvaguardados los derechos de terceros.</p> <p>Para la continuidad en la operación de las actividades que ampare el permiso, la autoridad podrá contratar a empresas productivas del Estado para el manejo y control de las instalaciones ocupadas, intervenidas o suspendidas.</p>
<p>Artículo 76°</p>	<p>Los combustibles para aeronaves no podrán ser expendidos directamente al público.</p> <p>Las personas que obtengan el permiso correspondiente expedido por la Comisión Reguladora de Energía estarán facultadas para realizar la actividad de Distribución de combustibles para aeronaves en aeródromos a los siguientes usuarios:</p> <p>I. Transportistas aéreos;</p> <p>II. Operadores aéreos, y</p> <p>III. Terceros para actividades distintas de las aeronáuticas.</p> <p>En el caso de la fracción III del presente artículo, dichos terceros deberán contar previamente con el pronunciamiento favorable de las Secretarías de Energía y de Comunicaciones y Transportes, así como de la Procuraduría General de la República.</p>	<p>Los combustibles para aeronaves no podrán ser expendidos directamente al público.</p> <p>Las personas que obtengan el permiso correspondiente expedido por la Comisión Reguladora de Energía estarán facultadas para realizar la actividad de Distribución de combustibles para aeronaves en aeródromos a los siguientes usuarios:</p> <p>Transportistas aéreos;</p> <p>II. Operadores aéreos, y</p> <p>III. Terceros para actividades distintas de las aeronáuticas.</p> <p>En el caso de la fracción III del presente artículo, dichos terceros deberán contar previamente con el pronunciamiento favorable de las Secretarías de Energía y de Comunicaciones y Transportes.</p>
<p>Transitorio Décimo Tercero</p>	<p>La Comisión Reguladora de Energía continuará sujetando las ventas de primera mano de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos, en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, para lo cual tomará en cuenta, en lo que proceda, lo establecido en materia de precios en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.</p>	<p>Al haberse logrado una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, se deja sin efectos la facultad otorgada a la Comisión Reguladora de Energía para sujetar a principios de regulación asimétrica las ventas de primera mano de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, así como la comercialización que realicen personas controladas por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios.</p> <p>La enajenación que realicen Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, será considerada como comercialización en términos de lo establecido por la presente Ley y sus Reglamentos, por lo que se deberán observar los principios de generalidad y no indebida discriminación previstos en la misma.</p>

Se adiciónó	
<p>Artículo 56° fracción XII</p>	<p>XII. Realizar actividades de Transporte, Almacenamiento, Distribución o Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente</p> <p>XII. Las demás previstas en el permiso respectivo.</p>
	<p>Realizar actividades de Transporte, Almacenamiento, Distribución o Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, que se compruebe hayan sido adquiridos de forma ilícita o por la comisión del delito de contrabando de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, y que haya sido así determinado por resolución firme de autoridad competente;</p> <p>XII. Reincidir en las conductas señaladas en los incisos a) y h) de la fracción II del artículo 86 del presente ordenamiento,</p> <p>XIII. Las demás previstas en el permiso respectivo.</p>
<p>Artículo 59° Bis</p>	<p>La Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía podrán, en el ámbito de sus respectivas competencias, suspender los permisos expedidos en los términos establecidos en esta Ley, cuando se prevea un peligro inminente para la seguridad nacional, la seguridad energética o para la economía nacional</p> <p>La autoridad que lo haya expedido integrará y tramitará el expediente de suspensión del permiso, a fin de garantizar los intereses de los usuarios finales y consumidores, quedando a salvo los derechos de los terceros y el interés del Estado.</p> <p>La suspensión requerirá la notificación previa al Permisionario indicando las causas que motivan la suspensión, las razones por las cuales se estima procedente y la afectación que podría darse en caso de que continúen los actos que ampare el permiso. Una vez realizada la notificación, el Permisionario contará con un plazo de quince días naturales, contados a partir de la fecha de la notificación, para exponer lo que a su derecho convenga y aportar, en su caso, las pruebas que estime pertinentes.</p> <p>Transcurrido el plazo de quince días a que se refiere el párrafo anterior, la autoridad que haya otorgado el permiso contará con un plazo de quince días naturales para resolver, considerando los argumentos y pruebas que, en su caso, hubiere hecho valer el Permisionario. La determinación de suspender o no el permiso deberá ser debidamente fundada, motivada y notificada al Permisionario, sin perjuicio de las infracciones y responsabilidades en las que, en su caso, este último incurra.</p> <p>La autoridad que haya emitido el permiso se hará cargo de la administración y operación del Permisionario, para la continuidad en la operación de las actividades que ampare el permiso, a fin de garantizar los intereses de los usuarios finales y consumidores, quedando a salvo los derechos de los terceros. Al efecto, podrá utilizar al personal que el Permisionario venía utilizando, contratar a un nuevo operador o una combinación de las anteriores.</p> <p>La suspensión tendrá la duración que la autoridad determine. El Permisionario podrá solicitar a la autoridad que haya expedido el permiso la terminación de la suspensión, cuando demuestre que las causas que la ocasionaron ya fueron subsanadas o erradicadas, o han desaparecido, siempre y cuando la causa no tenga origen en un acto ilícito en la comercialización y/o Transporte o alteración de los componentes del combustible.</p> <p>Si transcurrido el plazo de la suspensión, el Permisionario no está en condiciones de continuar con sus obligaciones, la autoridad procederá a la revocación del permiso.</p>
<p>Artículo 86° párrafo II fracción II</p>	<p>Tratándose de las infracciones previstas en los incisos a) y h) de esta fracción, en caso de reincidencia, además de las sanciones señaladas en la presente Ley, se revocará el permiso respectivo;</p>

*Fuente: Elaboración propia con datos la Ley de Hidrocarburos<sup>123</sup>*

<sup>123</sup> Ley de Hidrocarburos. (Última reforma 2021).



Posteriormente, el 30 de septiembre de 2021 el Ejecutivo Federal propondría una reforma eléctrica con el fin de recuperar todo el sector energético, los principales cambios normativos relacionados en materia de hidrocarburos girarían en torno a reformar el transitorio tercero de la Ley de la Industria Eléctrica.<sup>124</sup>

La modificación propuesta en la reforma eléctrica pretendía la supresión de los órganos reguladores coordinados en materia energética (Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía). De este modo, su estructura y atribuciones se reincorporarían a la Secretaría de Energía en lo que correspondiera como lo era antes de la llamada Reforma Energética, esto con el propósito de establecer un organismo regulador sólido en el ámbito energético. La modificación en la estructura de gobierno realizada por la Reforma Energética se fundamentaba en las acciones y resultados obtenidos de las reformas energéticas realizadas en Brasil y Colombia en 1997 y 2003, respectivamente.

Sin embargo, es un error considerar a Petrobras como paradigma, ya que, a diferencia de México, ellos cuentan con un sólido ente regulador de las actividades de explotación de hidrocarburos, como lo es la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP). Con la supresión de los órganos reguladores, el Ejecutivo Federal buscaría regresar a la Secretaría de Energía como regulador y cabeza rectora de la política energética de México; sin embargo, meses después la propuesta sería rechazada por la Cámara de Diputados.<sup>125</sup>

Adicionalmente, un objetivo estratégico derivado de la política energética nacional es la liberación de las deudas impuestas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a Pemex, pues así se podría compensar las finanzas públicas, además de otorgarles los recursos de inversión propios que requieran para el desempeño de sus

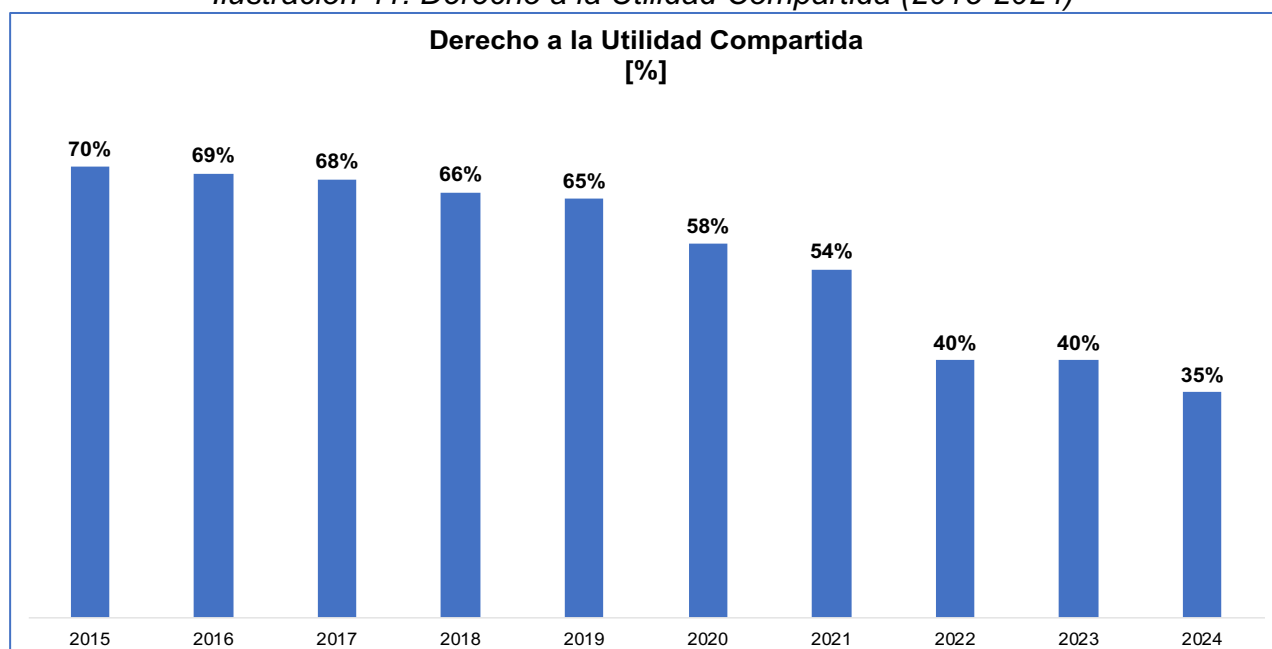
---

<sup>124</sup> Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías.(s.f).*Sobre la iniciativa de Reforma Eléctrica*

<sup>125</sup> Bartlett Díaz, Manuel (coord.). (2013). *Estrategia urgente en defensa de la nación. Política energética para que México sea potencia económica en el siglo XXI.*, p.125

responsabilidades.<sup>126</sup> Retomando la idea propuesta de fortalecimiento de Pemex, el Gobierno Federal, a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público ,ejecutaría medidas para reducir el Derecho de Utilidad Compartida a lo largo del sexenio 2019-2024 ,como se observa en la Ilustración 41 en el año 2018 se tiene un 66% de DUC , posteriormente se reduciría al 65% en 2019 y posteriormente al 58% en 2020, además se fijaría un descenso al 54% para el año 2021, posteriormente el descenso del DUC continuo en 2022 llegando al 40% y manteniéndose el mismo para 2023, sin embargo, el Gobierno Federal prevé reducir la carga fiscal de Pemex al 35% para el año 2024.<sup>127</sup>

*Ilustración 41. Derecho a la Utilidad Compartida (2015-2024)*



*Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público*

Adicionalmente, el 27 de diciembre de 2018 en conferencia matutina, el presidente Andrés Manuel López Obrador presentó el Plan contra Robo de Hidrocarburos en el que señaló la necesidad de contar con un plan estratégico y urgente, por lo que implica en cuanto a fuga de dinero público derivado del robo de hidrocarburos mejor conocido como **“huachicol”**.

<sup>126</sup> Bartlett Díaz, Manuel, op. cit., p.31

<sup>127</sup> Secretaria de Hacienda y Crédito Público

Como resultado del trabajo conjunto de 15 dependencias del Gobierno de México, la reducción del robo de combustibles ha generado un ahorro de 270 mil millones de pesos<sup>128</sup> además, bajo la misma línea de ideas y como refuerzo a las acciones en contra de huachicol el 23 de octubre de 2023 se publicaría en el Diario Oficial de la Federación un decreto por el que se establecerían medidas para el combate al mercado ilícito de combustibles, relacionadas con la importación de mercancías reguladas por la Secretaría de Energía.<sup>129</sup>

Derivado de los incrementos en los precios de energéticos a nivel mundial en 2015, el entonces Ejecutivo Federal emitiría el 27 de diciembre de 2016 un decreto para establecer un estímulo a los combustibles como medida protectora de la economía nacional.<sup>130</sup> De manera similar a raíz del brote inflacionario en 2021 a nivel mundial la administración federal implementaría un mecanismo parecido, pero con mejoras en el que se utilizaría un estímulo fiscal complementario, ya que el costo de los combustibles iba en crecimiento debido a que los precios de los combustibles provienen directamente del precio del petróleo que al tener un incremento en el costo del petróleo, este se verá reflejado en el aumento del precio de la gasolina, el cual está compuesto por 6 elementos como lo es el precio de referencia del combustible, ajuste por calidad, costos de logística, margen de ganancia del expendedor, IEPS e IVA.

En respuesta al ascenso en los precios de los combustibles, el gobierno mexicano decretaría la aplicación de estímulos fiscales complementarios a los combustibles con el fin de que el costo no repercutiera en los consumidores. De esta manera, y de acuerdo con lo descrito en el artículo 2º, fracción I, inciso D, numerales 1 y 2 de la Ley del Impuesto

---

<sup>128</sup> Secretaría de Energía.(16 de agosto de 2023). *Llevamos ahorrados, desde que estamos en el gobierno, como 270 mil millones de pesos por reducir considerablemente el robo de combustible:*

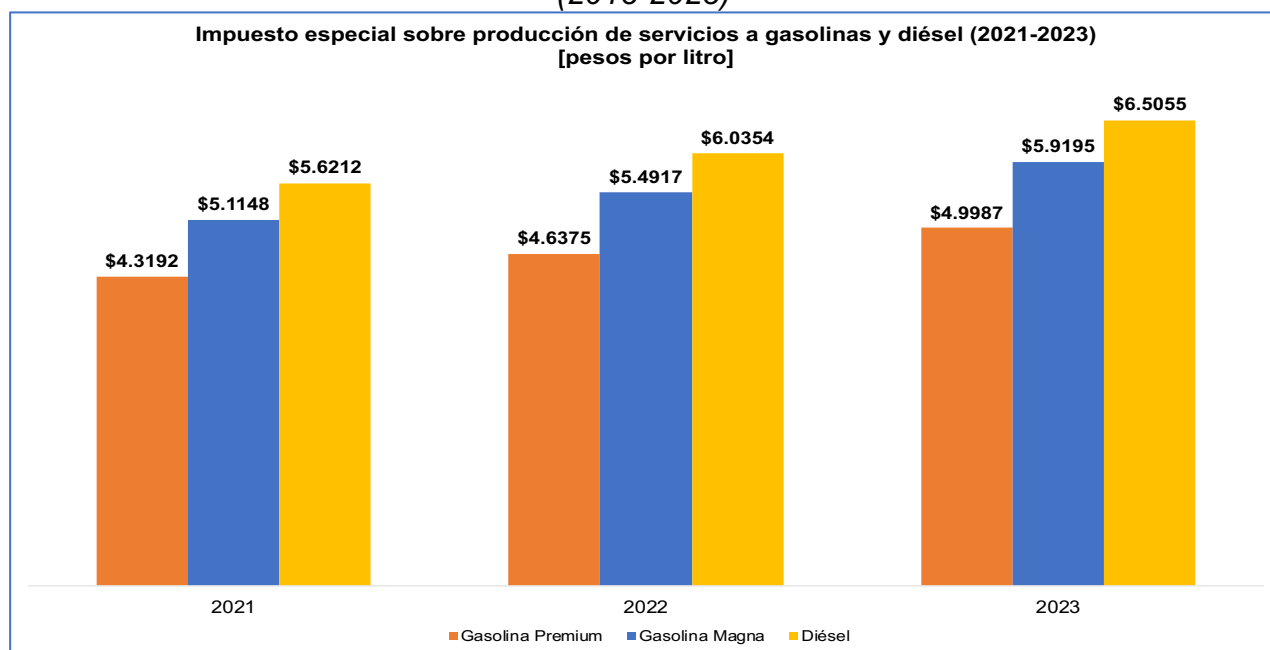
*@lopezobrador\_*

<sup>129</sup> Diario Oficial de la Federación.(23 de octubre de 2023). *Decreto por el que se establecen medidas para el combate al mercado ilícito de combustibles, relacionadas con la importación de mercancías reguladas por la Secretaría de Energía.*

<sup>130</sup> Diario Oficial de la Federación.(27 de diciembre de 2016). *Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican.*

Especial sobre Producción y Servicios<sup>131</sup> las cuotas aplicadas a los combustibles son ejemplificadas con la Ilustración 42, la cual recapitula los estímulos fiscales aprobados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a los combustibles automotrices, con el fin de evitar el incremento en los precios de los combustibles como un mecanismo de ajuste para abatir la inflación.

*Ilustración 42. Impuesto especial sobre Producción y Servicios a gasolinas y diésel. (2018-2023)*

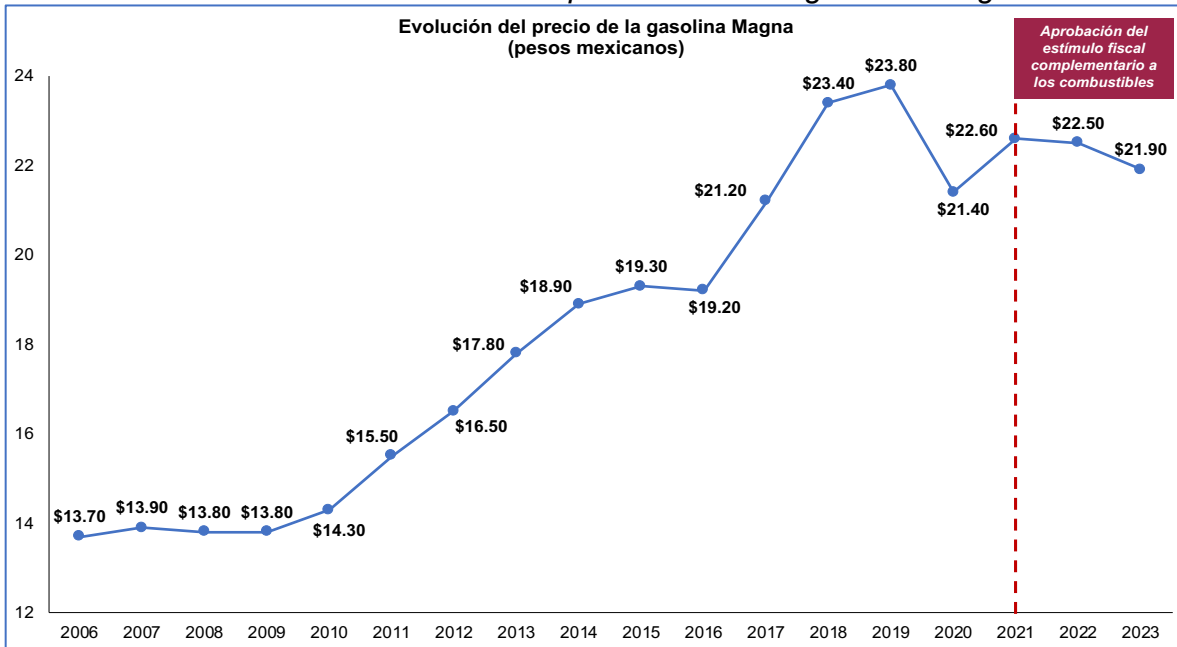


*Fuente: Elaboración propia con datos de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios*

Ahora bien, gracias a los estímulos complementarios aplicados a los combustibles, se puede observar un comportamiento ligeramente a la baja, el cual es representado gráficamente por la Ilustración 43, Ilustración 44 y la Ilustración 45.

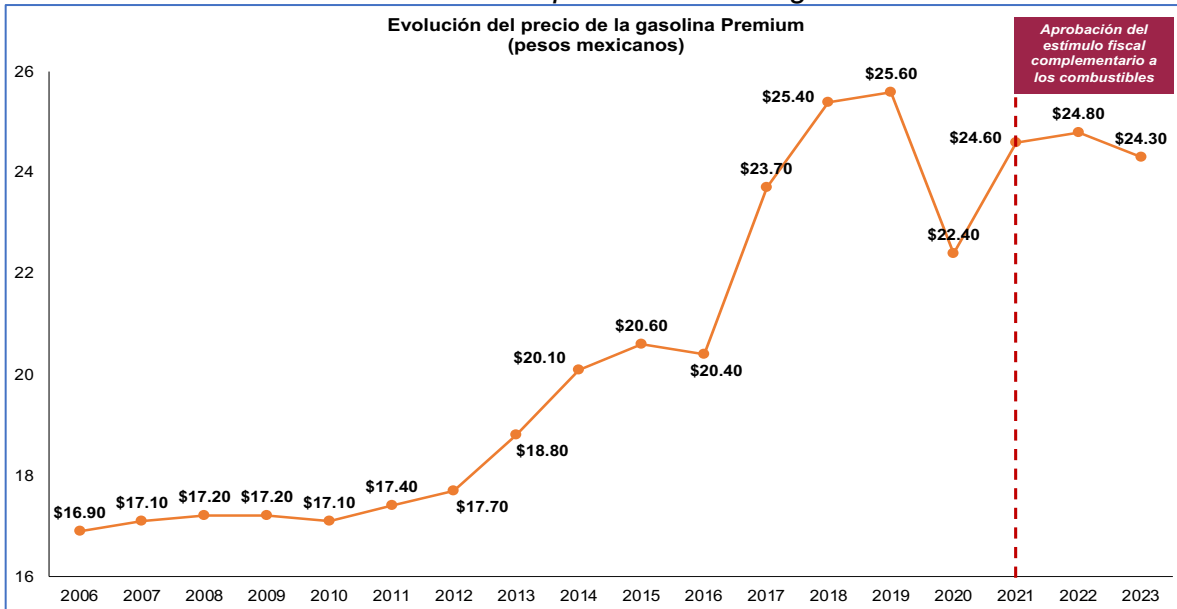
<sup>131</sup> Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. (Última reforma 2021). Artículo 2, fracción I, inciso D (cuotas del numeral actualizada por el acuerdo DOF 24-12-2020, 23-12-2021, 28-12-2022 )

Ilustración 43. Evolución del precio real de la gasolina Magna



Fuente: Elaboración propia con datos de la Procuraduría Federal del Consumidor<sup>132</sup>

Ilustración 44. Evolución del precio real de la gasolina Premium

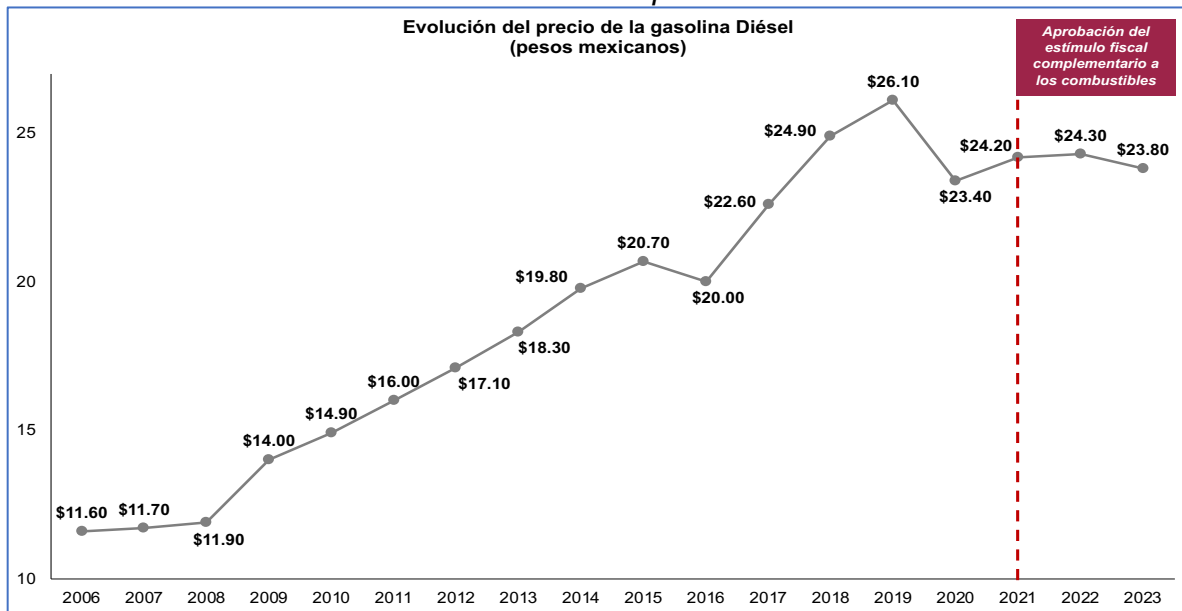


Fuente: Elaboración propia con datos de la Procuraduría Federal del Consumidor<sup>133</sup>

<sup>132</sup> Procuraduría Federal del Consumidor, Quién es quién en los combustibles. (2023).

<sup>133</sup> Ibidem

Ilustración 45. Evolución del precio real del Diésel



Fuente: Elaboración propia con datos de la Procuraduría Federal del Consumidor<sup>134</sup>

### 3.1.1 Acciones implementadas en materia de hidrocarburos

#### 3.1.1.1 Producción de Hidrocarburos líquidos

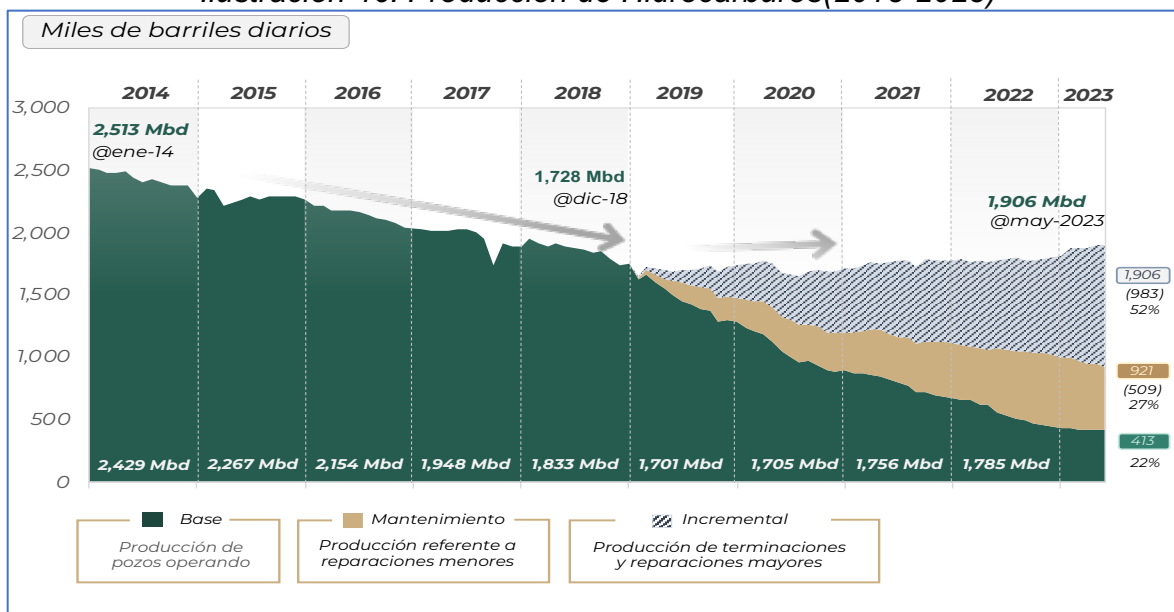
A mediados de 2004 inició la declinación de la producción petrolera en México, derivado del agotamiento de presión del mega yacimiento Cantarell, desafortunadamente esta situación continuó hasta finales de 2018, en el que se pasó de extraer 3.4 MMbd en 2004 a solo poder extraer 1.7 MMbd en 2018 lo que implica aproximadamente un decremento del 50% por lo que de haber continuado con esa misma política energética la tendencia declinante seguiría agravándose y se tendría que recurrir de mayor manera a la importación petróleo crudo y sus derivados.

Dicho lo anterior las autoridades correspondientes ejecutarían una serie de acciones puntuales fundamentadas en la implementación de nuevas metodologías, la Ilustración 47 describe las actividades en las que principalmente radica el mantenimiento a la producción base, el incremento de perforación de pozos con niveles óptimos de excelencia operativa lo que sumado con la producción de pozos operando mantiene la plataforma de producción

<sup>134</sup> Ibidem

actual de aproximadamente 1.9 MMbd lo que significa un incremento del 17 % y por ende un cambio en la tendencia declinante, lo que de manera general expresa una mejora en el uso de los recursos financieros, humanos y tecnológicos.

*Ilustración 46. Producción de Hidrocarburos(2018-2023)*



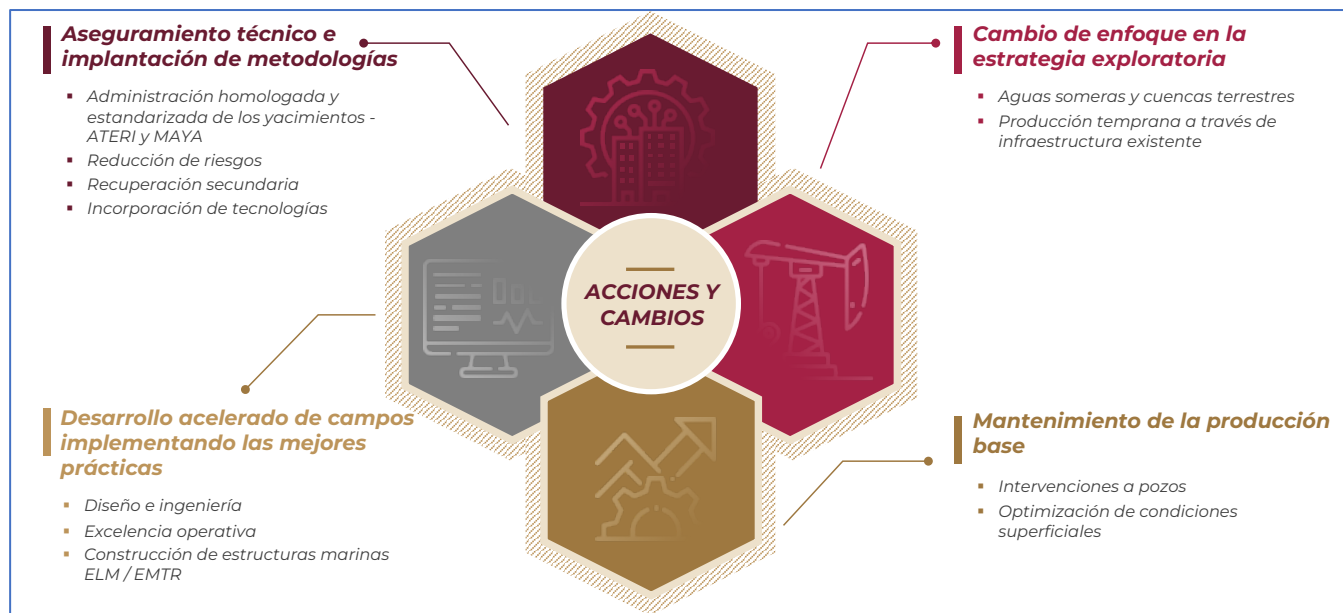
Fuente: Obtenida de *Petróleos Mexicanos*<sup>135</sup>

Dicho de este modo, la nueva planeación energética echaría a andar una nueva estrategia para revertir la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos. De esta manera, la Ilustración 47 desarrolla una parte de la estrategia, la cual está cimentada en 4 pilares clave. El primero de estos pilares es el cambio de enfoque en la estrategia exploratoria, enfocándose de manera primordial en aguas someras y cuencas terrestres, el segundo pilar gira en torno al aseguramiento técnico e implantación de metodologías en el que surgiría una nueva administración homologada y estandarizada de los yacimientos (**ATERI y MAYA**) además de la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada así como también la de los procesos de mantenimiento de presión con el fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos en campos de aceite y campos de gas, por otra parte, el tercer pilar se concentraría en dar mantenimiento de la producción base a

<sup>135</sup> Torres, M (2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México.*

través de operaciones como lo es la intervención de pozos, finalmente el último pilar es el desarrollo acelerado de campos implementando las mejores prácticas de diseño e ingeniería, todo esto en conjunto para obtener una plataforma de producción más estable.<sup>136</sup>

*Ilustración 47. Estrategia para revertir la tendencia declinante de la producción de hidrocarburos*



*Fuente: Obtenida de Petróleos Mexicanos<sup>137</sup>*

La aplicación de las dos nuevas metodologías *MAYA* y *ATERI* han permitido asegurar el éxito técnico de los proyectos. No obstante, la Ilustración 48 explica los dos tipos de metodologías aplicadas, iniciando por la metodología *ATERI* que por sus siglas es ***Aseguramiento Técnico y la Reducción de Riesgos en Inversiones***, la cual es una metodología que tiene como objetivo la revisión, validación y aprobación de documentos de soporte de los puntos de control técnicos en el desarrollo de un proyecto, realizada por especialistas con experiencia y dominio del tema, con el objetivo de que al final se tenga un proyecto con el menor riesgo de inversión. Por otra parte, la metodología *MAYA* o bien

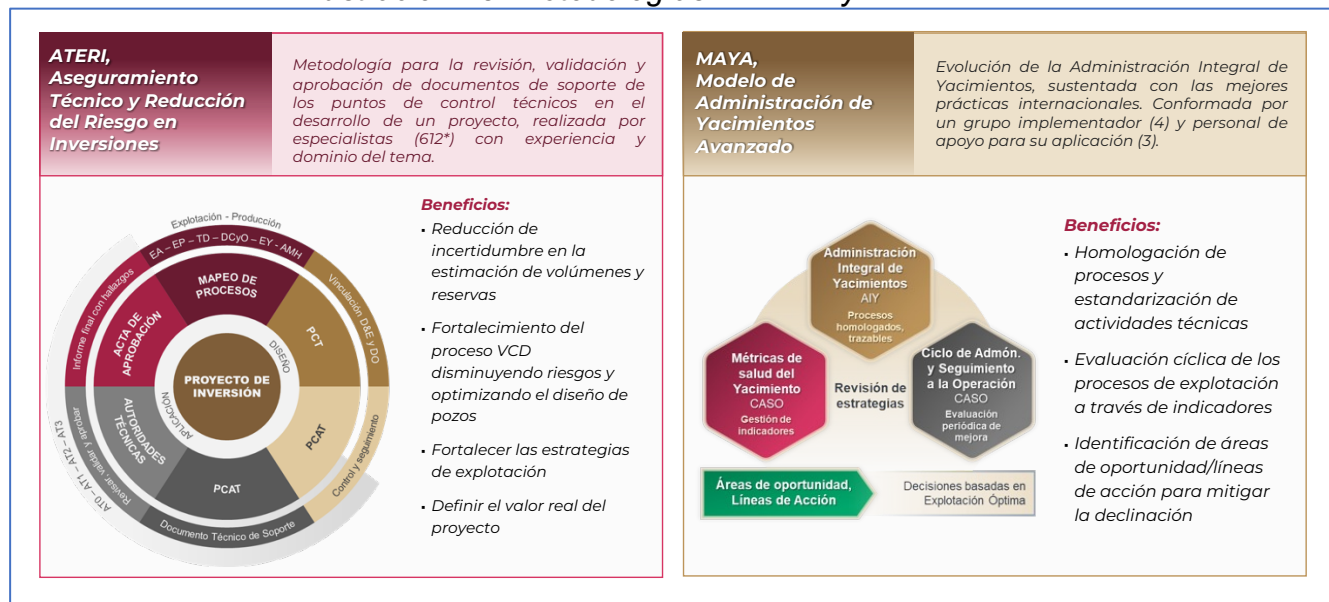
<sup>136</sup> Senado de México. (20 de junio de 2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México*.

<sup>137</sup> Torres, M. (2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México*.



**Modelo de Administración de Yacimientos Avanzados** es una evolución de la administración de yacimientos, la cual está enfocada en el monitoreo de las propiedades de los yacimientos, logrando que se tenga automatizado el monitoreo en tiempo de real de aproximadamente el 80% de la producción, permitiendo que se tengan parámetros para optimizar la explotación lo que infiere directamente con la declinación de los campos maduros.<sup>138</sup>

*Ilustración 48. Metodologías "ATERI" y "MAYA"*



Fuente: Obtenida de *Petróleos Mexicanos*<sup>139</sup>

Adicional a la implementación de las metodologías MAYA y ATERI, se ha realizado la incorporación de nuevas tecnologías derivado del contexto actual, en el que se han encontrado yacimientos con profundidades mayores a los 7,000 m en los que se tienen características particulares como lo son las altas presiones y temperaturas, por lo que una pieza clave del éxito de esta administración radica en el cambio de gestión, reduciendo los tiempos de contratación pasando de 24 meses a 12 meses, esto gracias a que se implementaron una serie de talleres en los que se identifica la problemática en las áreas operativas y se opta por realizar la búsqueda de soluciones tecnológicas ya disponibles en el mercado. Así mismo, el cambio de enfoque en la estrategia exploratoria realizó un

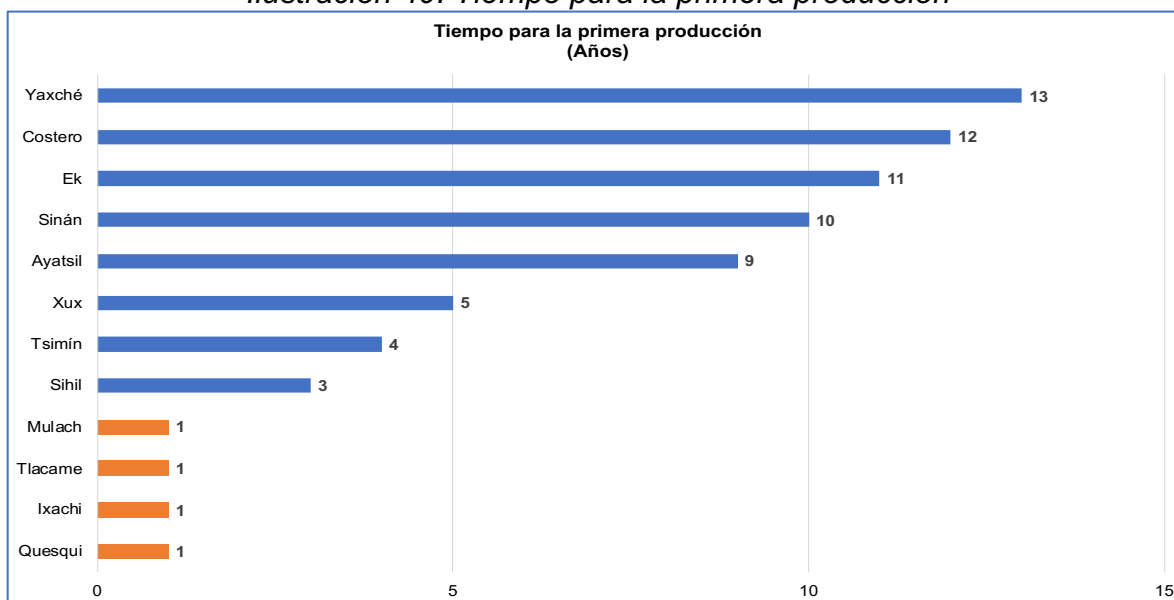
<sup>138</sup> Cid, Munguía. Á. (7- 10 de junio de 2023). *Estrategia para el crecimiento de la producción de hidrocarburos de PEP [Discurso principal]*. Congreso Mexicano del Petróleo, México.

<sup>139</sup> Torres. M. (2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México* .

acotamiento a solamente explorar zonas conocidas, enfocando el 100% de la inversión en Veracruz o bien la zona sureste, lo que permitió que se encontraran yacimientos que se pudieran desarrollar en poco tiempo. Otro punto importante derivado de lo anterior es el acelerado desarrollo de estos yacimientos. Actualmente, ya con un pozo identificado, se utiliza la infraestructura existente para poder manejar la producción de los campos y así optimizar su desarrollo.

La Ilustración 49 detalla el número de años que se esperan hasta tener la primera producción, anteriormente la perforación del pozo exploratorio, su evaluación y estimación de reservas, delimitación del campo y construcción de la infraestructura de producción daba como resultado un periodo de 1 a 3 años de espera entre el primer pozo exploratorio y la producción continua del campo. Sin embargo, con ayuda de la Comisión Nacional de Hidrocarburos se han diseñado metodologías diferentes que permiten reducir los tiempos de ejecución, permitiendo que campos como Quesqui o Mulach puedan aportar producción desde el primer año.

*Ilustración 49. Tiempo para la primera producción*



*Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación ). Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México<sup>140</sup>*

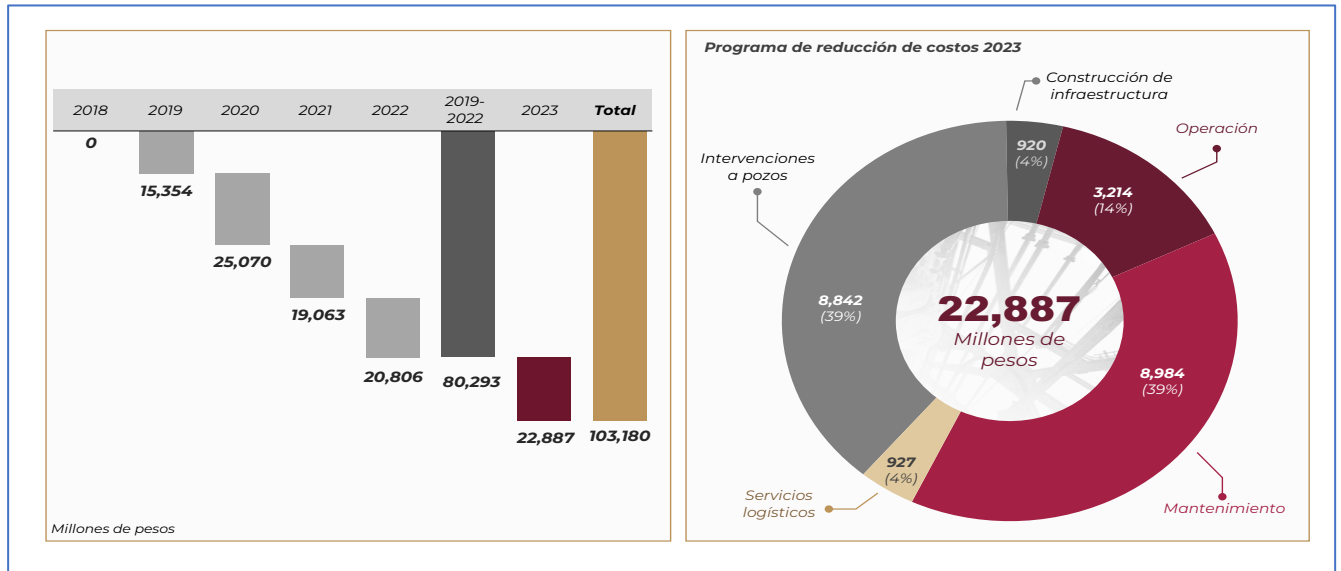
<sup>140</sup> Torres. (2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México*

Otro cambio importante que se llevó a cabo fue la sistematización, automatización y masificación de una metodología orientada a la excelencia operativa en las intervenciones a los pozos, el trabajo en un esquema que permitiera el desarrollo de equipos multidisciplinarios es la base de esta metodología, no obstante desde su integración se ha tenido un beneficio significativo el cual radica en la mejora del porcentaje de actividades productivas pasando del 72% en 2020 al 91% a inicios de 2023, además de una disminución en los tiempos de perforación de los pozos lo cual influye directamente en la incorporación de producción, pues entre menor tiempo tarde la perforación de estos, menor tiempo tardara en tener producción con el mismo presupuesto.

Finalmente, de manera simultánea a la integración de esta última metodología, se hizo efectiva la aplicación de una metodología que corresponde a la operación en los pozos e instalaciones día a día, impactando directamente en la producción, ya que como beneficio se tienen menores producciones diferidas derivadas de las fallas en equipos o bien de los mantenimientos no programados. Bajo la misma línea de ideas, se puede observar en la Ilustración 50 que los resultados de este cambio de gestión también son la reducción de costos desde el punto de vista operativo, teniendo un ahorro en 2023 de 22,887 millones pesos, los cuales son desglosados de manera específica en rubros de operación, mantenimiento, logística y demás.

A su vez, de manera general se tiene un ahorro acumulado de 2019 a 2022 que ronda los 80,293 millones de pesos, resultando en un ahorro total acumulado de 103,180 millones de pesos.

Ilustración 50. Resultados de la reducción de costos

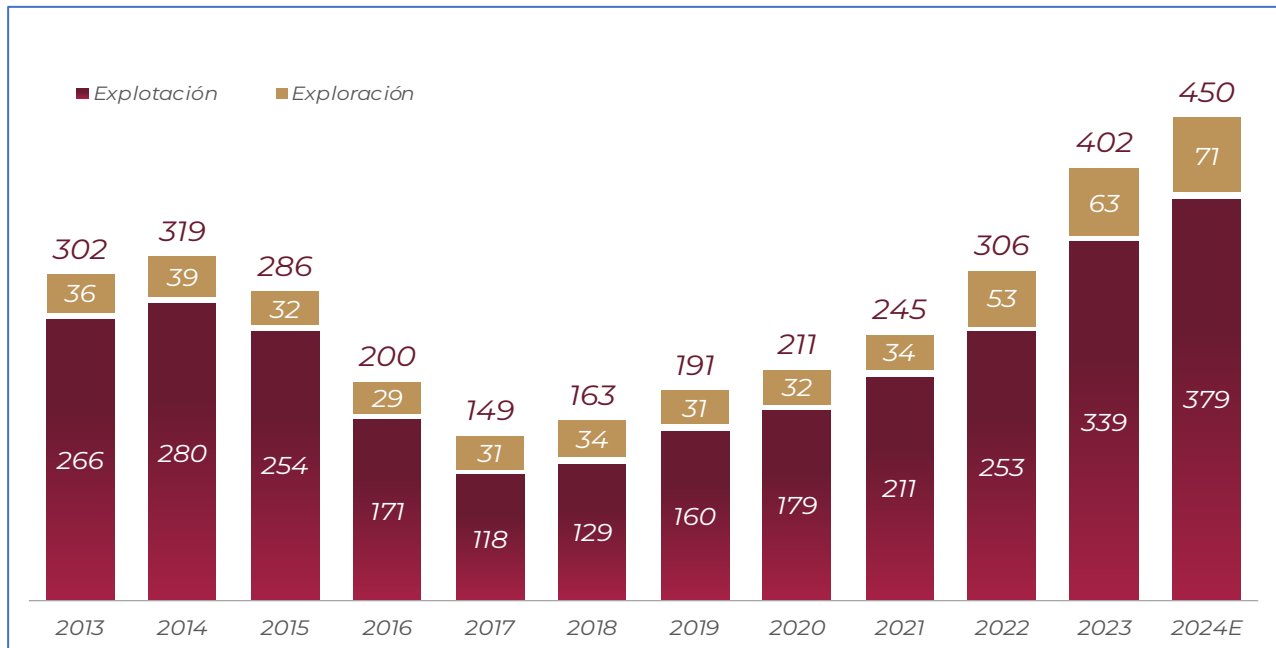


Fuente: Obtenida de *Petróleos Mexicanos*<sup>141</sup>

Ahora bien, la Ilustración 51 señala los resultados obtenidos en materia financiera derivado de los 4 pilares antes desarrollados, se tienen como resultado un incremento exponencial en las inversiones en las áreas de explotación y exploración desde 2019, pues estas áreas son parte fundamental de un proyecto petrolero.

<sup>141</sup> Ibidem

Ilustración 51. Inversiones en áreas de la cadena de valor de hidrocarburos.



Fuente: Obtenida de *Petróleos Mexicanos*<sup>142</sup>

### 3.1.1.1 Restitución de Reservas y Descubrimientos

Con respecto a las reservas de hidrocarburos de la nación, estas experimentaron una disminución notable debido a que la anterior administración tenía una visión enfocada solamente en la extracción de hidrocarburos, lo que generó una notoria falta de iniciativas exploratorias destinadas a reponer la producción con nuevos hallazgos. De esta manera, el resultado directo de tales circunstancias fue la disminución del tiempo proyectado de existencia de las reservas 1P, el cual se redujo de 22 años en el año 2000 a tan solo 8 años al finalizar el año 2018.

Ahora bien, en el tema de reservas petroleras tenemos que *Petróleos Mexicanos* realiza la certificación de las reservas petroleras una vez año, con validación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, apoyándose en lo que dicta el artículo 10º del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27º Constitucional en el Ramo del Petróleo.

<sup>142</sup> Ibidem

***“...Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios certificarán, una vez al año, las Reservas de Hidrocarburos con terceros independientes, cuyos reportes finales deberán contar con el visto bueno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.***

***Los reportes de evaluación o cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Con base en la información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Secretaría registrará y dará a conocer las Reservas de Hidrocarburos del país.***

***Los terceros independientes que realicen certificaciones serán contratados por los Organismos Descentralizados que correspondan, únicamente para esos efectos. Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se abstendrán de contratar para otros fines a terceros que realicen certificaciones durante los doce meses siguientes a dicha certificación. ...”<sup>143</sup>***

Sin embargo, de acuerdo con lo que se estipula en el artículo 4º, fracción II, fracción IX, inciso b) y fracción X de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece que este deberá:

***“...Participar, con la Secretaría de Energía, en la determinación de la política de restitución de reservas de hidrocarburos...”<sup>144</sup>***

***“...Recabar, analizar y mantener actualizada la información y la estadística relativa a:  
b) Las reservas probadas, probables y posibles. ...”<sup>145</sup>***

***“...Realizar Estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de petróleo; ...”<sup>146</sup>***

---

<sup>143</sup> Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27º Constitucional en el Ramo del Petróleo.(Sin reformas) Artículo 10

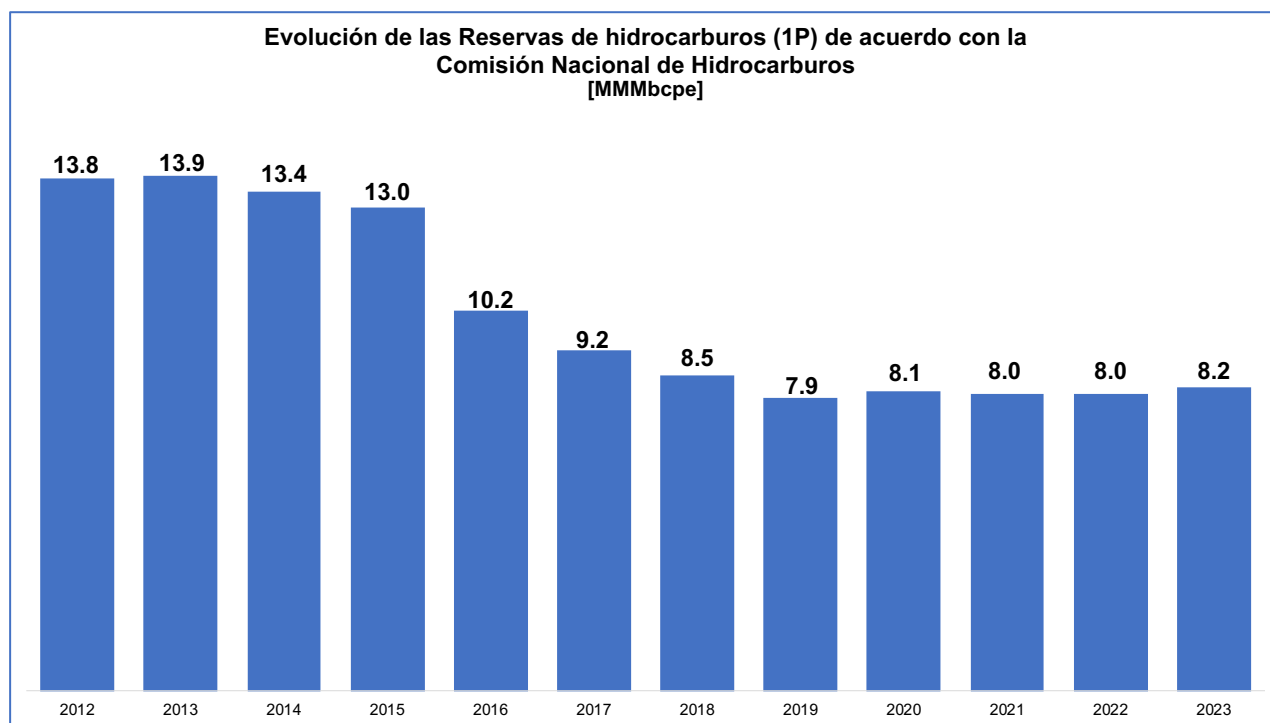
<sup>144</sup> Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Sin reformas).Artículo 4,fracción II.

<sup>145</sup> Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Sin reformas).Artículo 4,fracción IX, inciso b).

<sup>146</sup> Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Sin reformas).Artículo 4,fracción X.

De esta manera, y de acuerdo con la normatividad aplicable, la Ilustración 52 compila una serie de datos recabados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en los que se puede observar la tendencia declinante de las reservas petroleras 1P a lo largo del periodo 2012-2018. De la misma manera, la Ilustración 53 recaba los datos de reservas de hidrocarburos 1P, solo que, a diferencia de la ilustración anterior, estos datos son por parte de Petróleos Mexicanos. Ahora bien, aunque son diferentes valores los que se presentan en ambas gráficas estos son correctos en ambos casos, pues la Comisión Nacional de Hidrocarburos rige la certificación de reservas petroleras bajo las normas de la PRMS (***Petroleum Reserves Management Systems***) mientras que Petróleos Mexicanos rige la certificación de reservas bajo la metodología de la SEC (***Securities and Exchange Commission***).

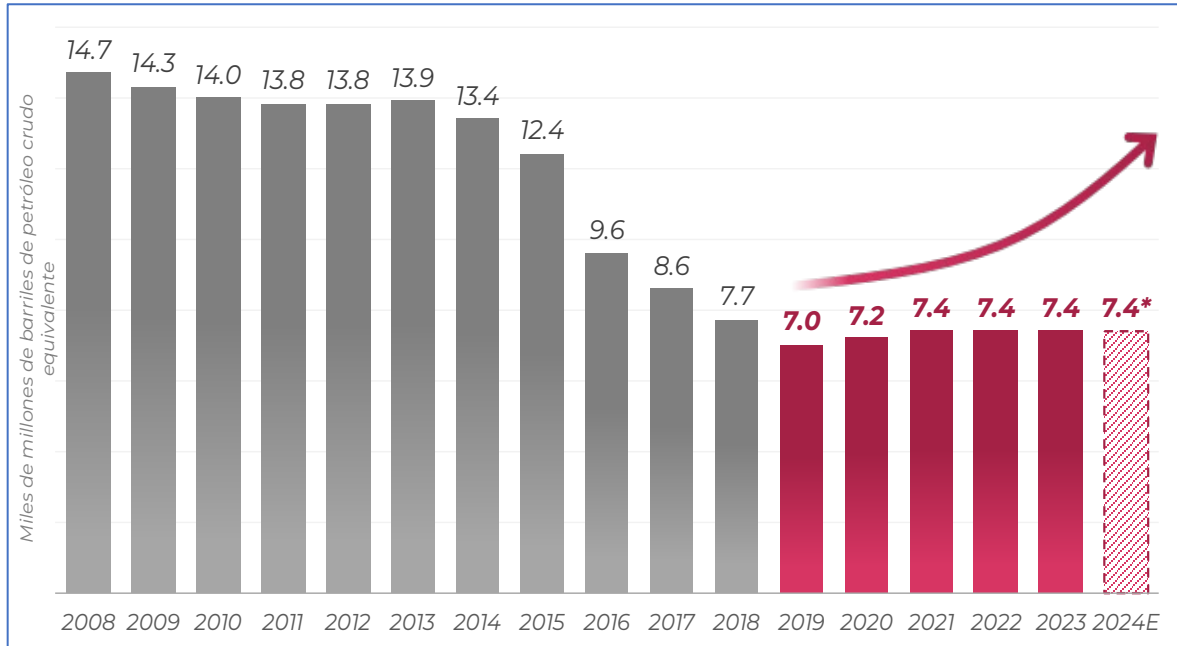
*Ilustración 52. Evolución de las reservas de hidrocarburos 1P de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos*



*Fuente: Elaboración propia con datos de Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>147</sup>*

<sup>147</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema de Información de Hidrocarburos.(2023).

Ilustración 53. Evolución de las reservas de hidrocarburos 1P de acuerdo con Petróleos Mexicanos



Fuente: Obtenida de Petróleos Mexicanos<sup>148</sup>

En ambas gráficas es evidente la declinación en las reservas petroleras del país hasta el año 2019, no obstante, retomando la información anterior y apoyándonos de la Ilustración 51, el claro incremento de las inversiones en la actividad exploratoria derivó en la estabilización y el ligero incremento de las reservas petroleras del país.

Adicionalmente, con el cambio de gestión realizado se hicieron grandes descubrimientos como lo es el campo Quesqui o el campo Tlalkiva este último en la asignación Chalabil. Inicialmente, el 6 de diciembre de 2019 el presidente Andrés Manuel López Obrador junto con el director general de Petróleos Mexicanos, Octavio Romero Oropeza darían a conocer el nuevo descubrimiento realizado en las asignaciones (**AE-0053-3M-Mezcalapa-03** y **AE-0053-5M-Agua Dulce-04**) ubicadas en el estado de Tabasco, ya que con la información aportada por el pozo exploratorio **Quesqui-1** y los datos sísmicos de la zona, confirmarían la existencia de un yacimiento gigante de 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P, lo que sumado con la nueva estrategia acelerada de desarrollo de campos hizo que desde el primer año aportara producción y se convirtiera

<sup>148</sup> Ibidem



en uno de los campos con mayor aporte de producción a la plataforma de producción nacional.

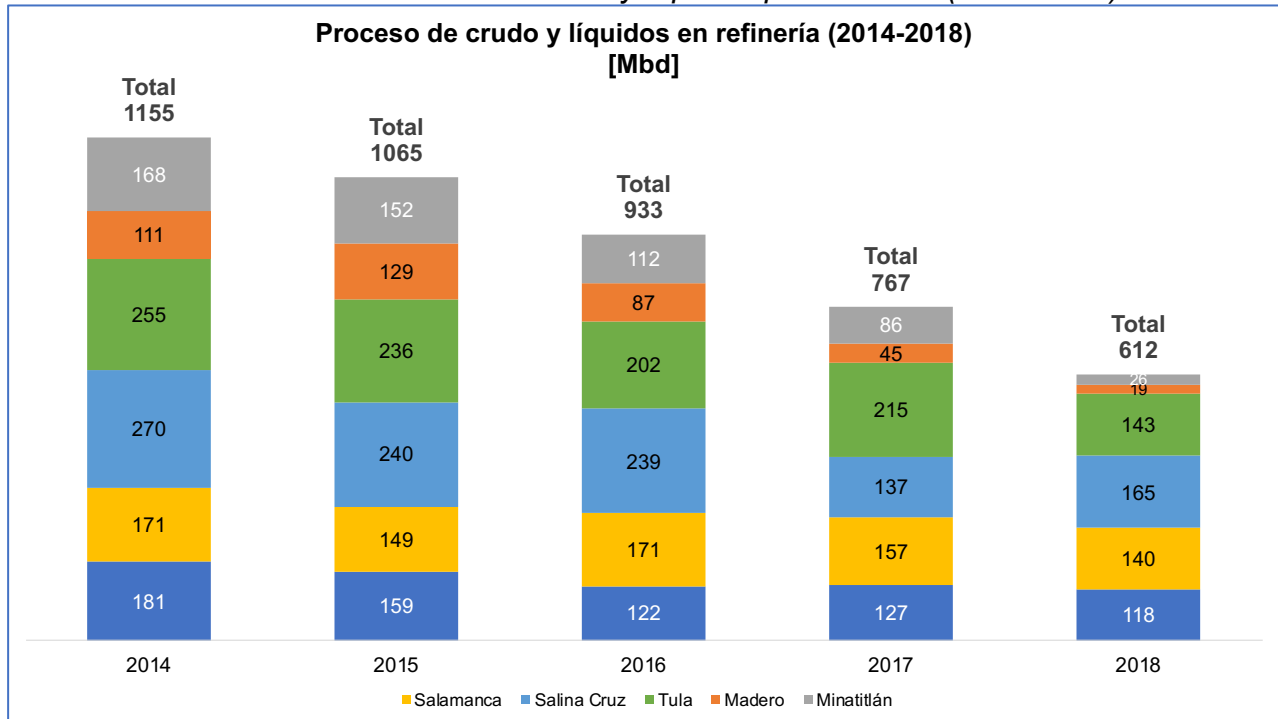
Posteriormente, en mayo de 2022, Pemex Exploración y Producción destinó 89 millones de dólares para evaluar el descubrimiento Tlalkivak-1EXP, el cual resultó productor de aceite de 42.4°- 39.6° API en su formación productora en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. De modo que PEP invertiría 167 millones de dólares para el desarrollo de actividades en el campo Tlalkivak, en la asignación ubicada frente a las costas de Tabasco (**Chalabil**).

A 2023, Pemex Exploración y Producción estima contar con un volumen acumulado total de aceite de 6.54 millones de barriles y un volumen total de gas de 14.01 mil millones de pies cúbicos al final del programa de transición. del que planea recuperar un volumen acumulado de 5.15 millones de barriles y 10.50 mil millones de pies cúbicos de gas en un periodo de ejecución de diciembre del 2023 al 30 de noviembre del 2024.

### **3.1.1.2 Producción de petrolíferos y petroquímicos**

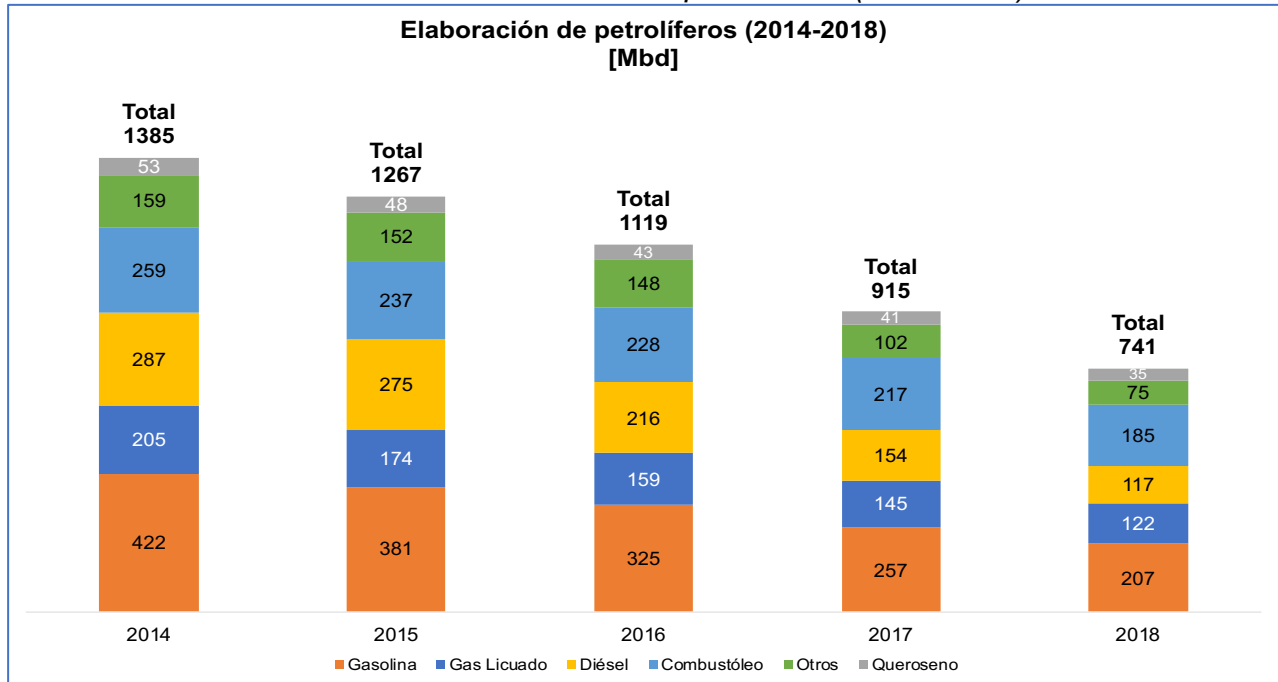
De manera similar a la producción de hidrocarburos líquidos, la producción de petrolíferos también presentaba una tendencia a la baja debido a la poca disponibilidad de materia prima ocasionada por los diversos factores previamente señalados. De esta manera el sector de refinación atravesó por dificultades, lo que generó un decremento en el procesamiento de crudo, el cual es representado por la Ilustración 54, a su vez la Ilustración 55 muestra como resultado del poco procesamiento de crudo se tuvo una baja en la producción de petrolíferos (gasolina, diésel y turbosina).

Ilustración 54. Proceso de crudo y líquidos por refinería (2014-2018).



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético<sup>149</sup>

Ilustración 55. Elaboración de petrolíferos (2014-2018)



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético<sup>150</sup>

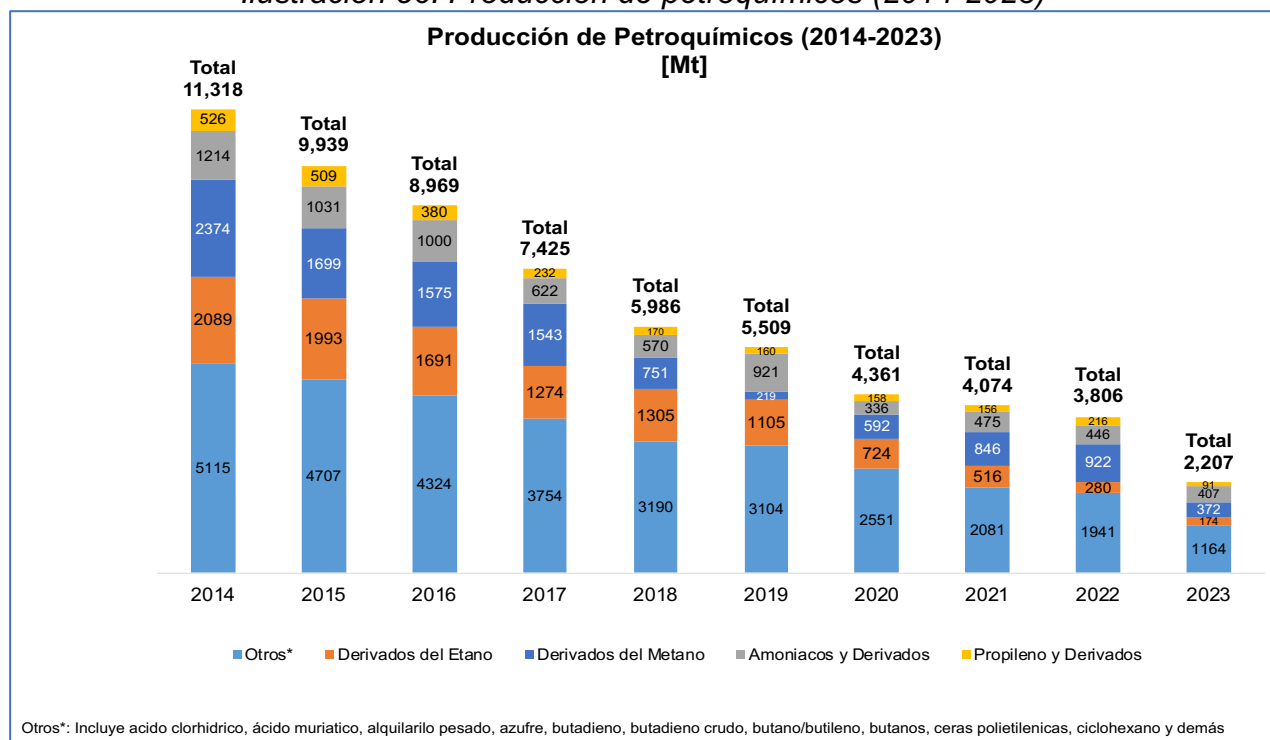
<sup>149</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos.(2023).

<sup>150</sup> Ibidem

Asimismo, la Ilustración 56 muestra la tendencia en la producción de petroquímicos, la cual disminuyó de 11,318 miles de toneladas en 2014 a 5,508 miles de toneladas en 2019, lo que significó una caída de 51%, sin embargo, la declinación de la producción continúa derivado de que la planeación energética estuvo enfocada principalmente en el Sistema Nacional de Refinación.

Empeorando la situación en las refinerías, en el sexenio del Enrique Peña Nieto se presentó un aumento en los paros no programados de plantas en las diferentes refinerías, mismos que provocaron una disminución en el volumen procesado de petróleo crudo en el Sistema Nacional de Refinación por lo que en atención a las diferentes problemáticas que se presentaron durante los últimos años, se puso en marcha un programa para rehabilitar las seis refinerías existentes de Pemex con objeto de reforzar los niveles de operación y confiabilidad.<sup>151</sup>

Ilustración 56. Producción de petroquímicos (2014-2023)



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético<sup>152</sup>

<sup>151</sup> Gobierno de México.(2020). *Programa Sectorial de Energía*. p. 14.

<sup>152</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos.(2023).

### 3.1.1.3 Sistema Nacional de Refinación.

Debido a la falta de inversión en los últimos años, la producción de las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación cayó hasta valores por debajo del 40% de su capacidad, lo que provocó un aumento en las importaciones. De esta manera, y de acuerdo con lo señalado por el Dr. Javier Jiménez Espriú y citado en el trabajo titulado “Estrategia Urgente en Defensa de la Nación” es absurdo y reprobable que un país petrolero como lo es México tenga la necesidad de incorporar otras naciones que comprometan la plataforma de producción de nuestros hidrocarburos, particularmente de nuestro petróleo crudo, reduciéndonos al lamentable papel de exportadores de crudo e importadores de petrolíferos y petroquímicos.<sup>153</sup>

Dicho de este modo, la planeación del Gobierno de México priorizaría el sector de transformación industrial, ya que está ligado directamente con la movilidad del país y esta a su vez depende en gran medida del sector energético. Derivado de lo anterior, el Gobierno de México presentó el 9 de diciembre de 2018 el Plan Nacional de Refinación, el cual contemplaba la rehabilitación de las seis refinerías existentes, así como la implementación de una estrategia de mantenimiento exhaustivo en las plantas de proceso, para poder así atender los equipos y las instalaciones que habían sido descuidadas por los gobiernos anteriores, con ello se buscaría lograr un aumento la producción de gasolinas y combustibles.

Paralelamente se anunciaría la construcción de una nueva refinería en Paraíso, Tabasco, la cual estaría diseñada para contar con 17 plantas de proceso, 93 tanques de almacenamiento y un sistema de generación de energía autosuficiente, creando 23 mil empleos directos y 112 mil indirectos, para un total de 135 mil empleos, generando una importante derrama económica además de un impulso a la economía en el sureste del país.<sup>154</sup>

---

<sup>153</sup> Bartlett Díaz, Manuel (coord.).(2013). *Estrategia urgente en defensa de la nación. Política energética para que México sea potencia económica en el siglo XXI*. p.29

<sup>154</sup> Secretaría de Energía.(09 de diciembre de 2018). *Plan Nacional de Refinación*

Adicionalmente, la disponibilidad de crudo, el arribo de ductos marinos, la infraestructura para el almacenamiento y transporte de productos y las instalaciones de cabotaje para la salida de productos convertían a Dos Bocas y a la Refinería Olmeca en una instalación con importancia estratégica debido a su localización, por lo que derivado de sus características se proyectaría desde un inicio que Dos Bocas procesaría 340 mil barriles de crudo al día para obtener 170,000 barriles de gasolina y 120,000 de diésel de ultra bajo azufre diarios, pues como objetivo prioritario es reducir significativamente la dependencia de importaciones.<sup>155</sup>

Teniendo en cuenta que el 1º de diciembre del 2018, se recibieron seis refinerías trabajando a una capacidad promedio de 500 mil barriles por día, lo que equivale al 32% de la capacidad del Sistema Nacional de Refinación se sumarían factores que beneficiarían la recuperación del sector energético y con el fin de cubrir la demanda de gasolinas y diésel del país se hizo efectiva la compra de la Refinería Deer Park en Texas en el año 2022, ya que con la producción de Sistema Nacional de Refinación, la entrada en operaciones de la Refinería Olmeca y las operaciones en Deer Park prácticamente México conseguiría la independencia energética.

Dicho lo anterior, la Ilustración 57 muestra la actualización del valor promedio de proceso de crudo en las 6 refinerías existentes a julio de 2023, las cuales se encuentran en un promedio de 769 mil barriles por día, es decir, a más del 50% de capacidad logrando incrementar 269 mil barriles diarios de capacidad, a través de un correcto mantenimiento y seguimiento de las operaciones. Adicionalmente, con la compra de la Refinería Deer Park en el último trimestre de 2023, se incrementaron otros 276 mil barriles diarios, lo que significa que se han logrado duplicar esos 500 mil barriles diarios que se encontraron al inicio del mandato.

Por otra parte, la titular de la Secretaría de Energía, la Ing. Norma Rocío Nahle el 16 de marzo de 2023 en conferencia matutina, informó sobre el avance que presenta el Plan Nacional de Refinación del cual destacó que en el año 2019 se realizaron 84

---

<sup>155</sup> Ibidem

intervenciones directas; en el 2020, 51 intervenciones mayores y 115 menores; por su parte en el 2021 se realizaron 137 intervenciones de rehabilitación de las seis refinerías, 32 dentro del rango mayor y 105 del tipo menor, en el 2022 se realizaron 104 intervenciones, de las cuales 14 fueron mayores y 90 menores ejerciendo un total de 46,775 Mdp.<sup>156</sup>

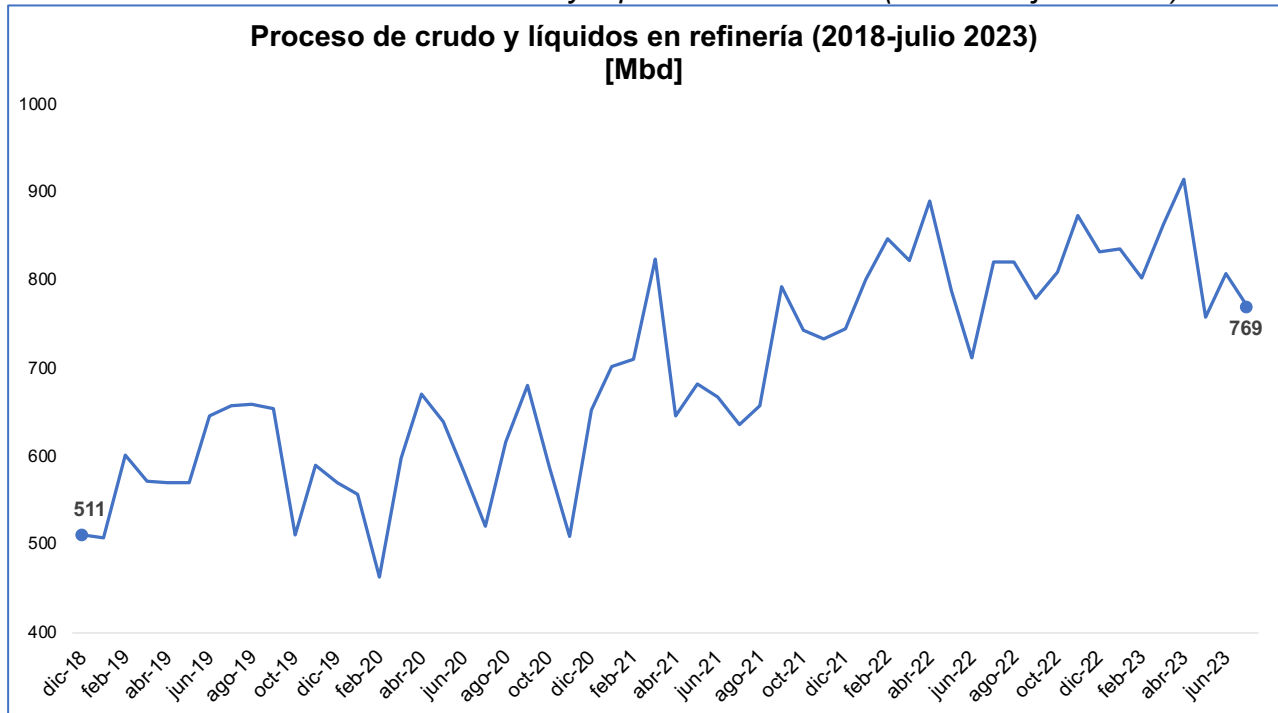
Finalmente, añadió que para 2023 se tienen contempladas 225 acciones de rehabilitación divididas en 186 reparaciones menores y 39 reparaciones mayores, mismo que tendrán un monto de inversión de alrededor de 14,813 Mdp, finalizando con un monto total de 62, 898 Mdp aprobado desde un inicio. A su vez, los datos actuales señalan que después de una serie de pruebas en las válvulas de la nueva Refinería Olmeca, ya se encuentra trabajando con el primero de dos trenes de refinación en el que se están procesando 170 mil barriles de petróleo crudo, obteniendo gasolina y diésel primario, para que posteriormente estos productos iniciales sean procesados por otras plantas hasta obtener el producto final, además las autoridades prevén que a finales de este año la Refinería Olmeca ya se encuentre trabajando al 100% de su capacidad lo que implica que cada vez estamos más cerca de la autosuficiencia energética, objetivo marcado desde el inicio de este sexenio.<sup>157</sup>

---

<sup>156</sup> Secretaría de Energía.(16 de marzo de 2023). *Versión estenográfica. Conferencia de prensa del presidente Andrés Manuel López Obrador*

<sup>157</sup> Canal Rocío Nahle. (13 de septiembre de 2023). *Entrevista con López Dóriga; Dos Bocas y Veracruz.*

Ilustración 57. Proceso de crudo y líquidos en refinería (dic 2018- julio 2023)

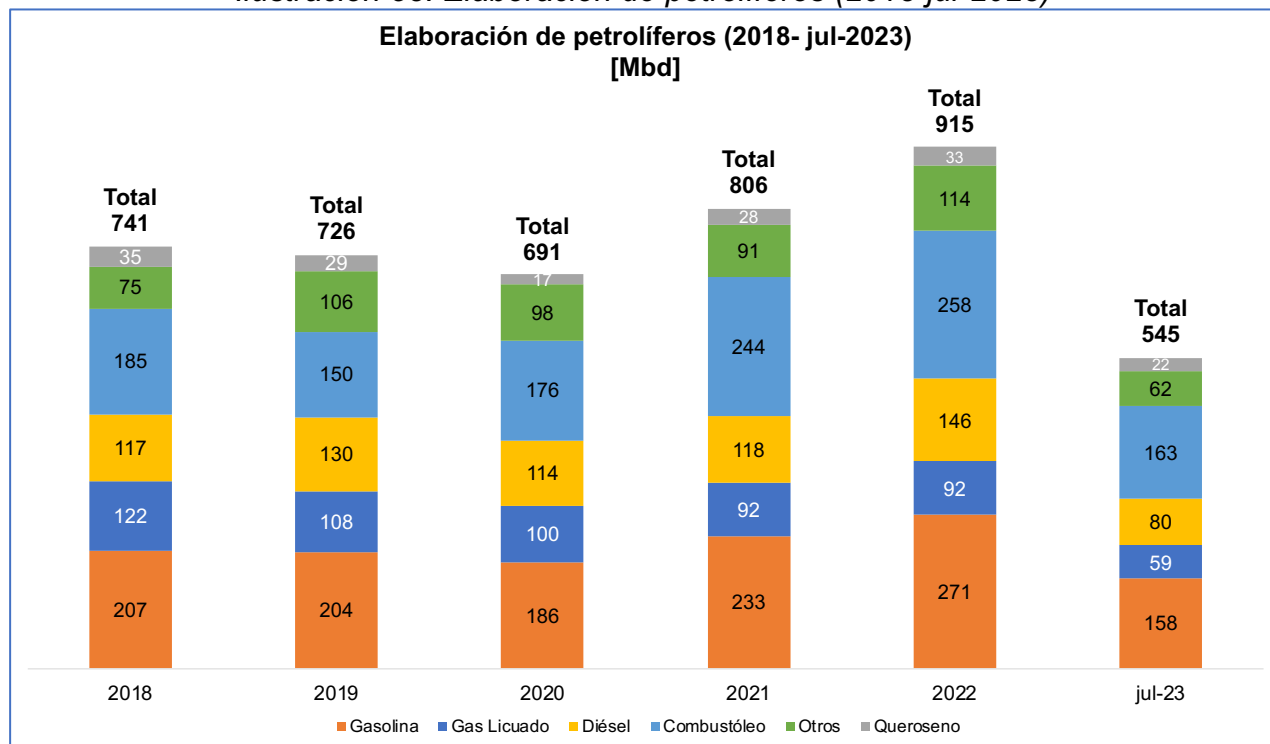


Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>158</sup>

Así mismo, derivado de las tareas de mantenimiento y rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación, la Ilustración 58 muestra como estas infirieron en el comportamiento de la elaboración de petrolíferos, puesto que en el año 2019 se observa cómo se frenó la declinación de la producción y pese a la pandemia de COVID-19 en 2020 se logra estabilizar, dando paso a 2021 y 2022 en el que es evidente el incremento en la producción de petrolíferos, mientras tanto el 2023 mantiene dicha tendencia alcista.

<sup>158</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos.(2023).

Ilustración 58. Elaboración de petrolíferos (2018-jul-2023)



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>159</sup>

### 3.1.1.4 Importaciones y exportaciones

Este conjunto de actividades antes descritas giran en torno a un eje rector de dicha política, el cual dicta eliminar gradualmente la exportación de petróleo crudo y la importación de petrolíferos, por medio de inversiones aceleradas, mismas que serán ejecutadas por los organismos del Estado y ayudados de la participación que le corresponda a las empresas de capital nacional proveedoras de obras, tecnologías, ingeniería, consultoría, sistemas, bienes de capital, y servicios para las mismas con el fin garantizar la autosuficiencia energética.<sup>160</sup>

La Ilustración 59 nos muestra como a lo largo de la administración anterior se tuvo un alto índice en las exportaciones de crudo, esta tendencia alcista se mantuvo hasta 2018, aunque debido al mantenimiento y rehabilitación de las refinerías existentes, pues dichos

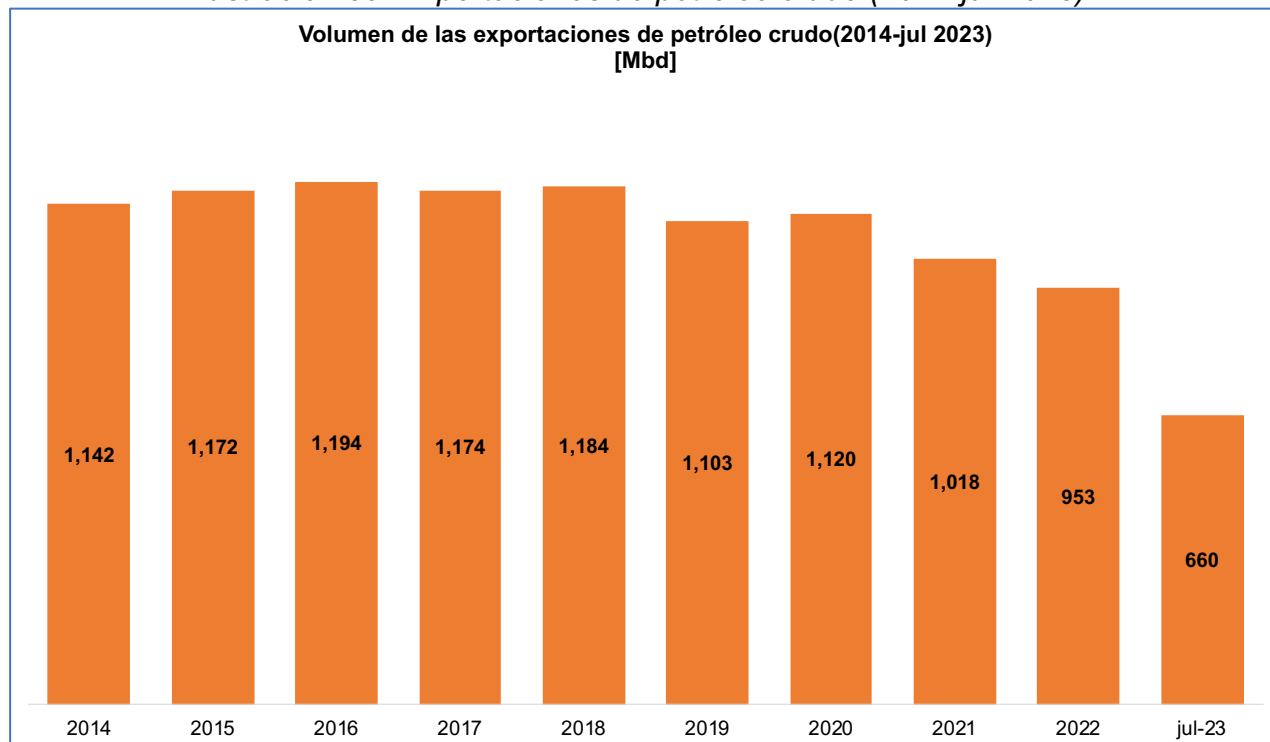
<sup>159</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos.(2023).

<sup>160</sup> Bartlett Díaz,Manuel, op. cit., p.31



trabajos hicieron que no se pudiera procesar volúmenes considerables de petróleo crudo, fue hasta 2022 que se registró un decremento en el volumen de exportaciones de crudo, debido a la mejora de operaciones en las refinerías del país, así como del uso de la Refinería Deer Park por lo que la dieta del Sistema Nacional de Refinación aumentó en gran medida.

Ilustración 59. Exportaciones de petróleo crudo (2014-jul-2023).

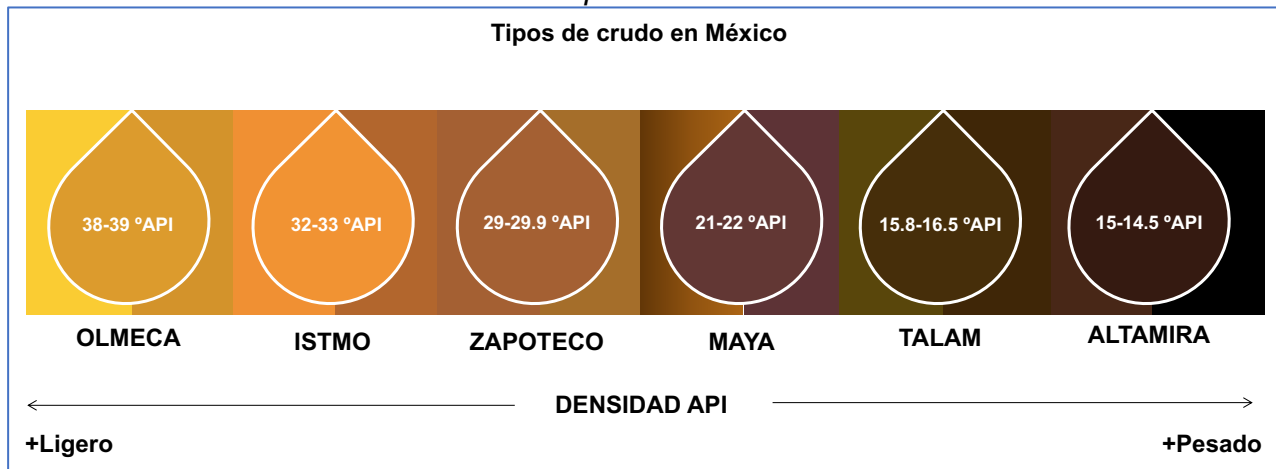


Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>161</sup>

Ahora bien, México contaba hasta hace unos meses con solamente 5 tipos de crudo (Olmeca, Istmo, Maya, Talam y Altamira), los cuales están clasificados por su densidad API como lo muestra la Ilustración 60. Sin embargo, en los últimos meses Petróleos Mexicanos confirmó la ampliación y diversificación de su presencia en el mercado de crudos, lo que generó el lanzamiento de **"Zapoteco"**, el cual es un nuevo tipo de crudo ligero con una densidad °API de 29-29.9 y un bajo nivel de azufre de 2.513%, producido en la Región Sur y exportado desde el puerto de Salina Cruz, Oaxaca.

<sup>161</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos.(2023).

Ilustración 60. Tipos de crudo en México

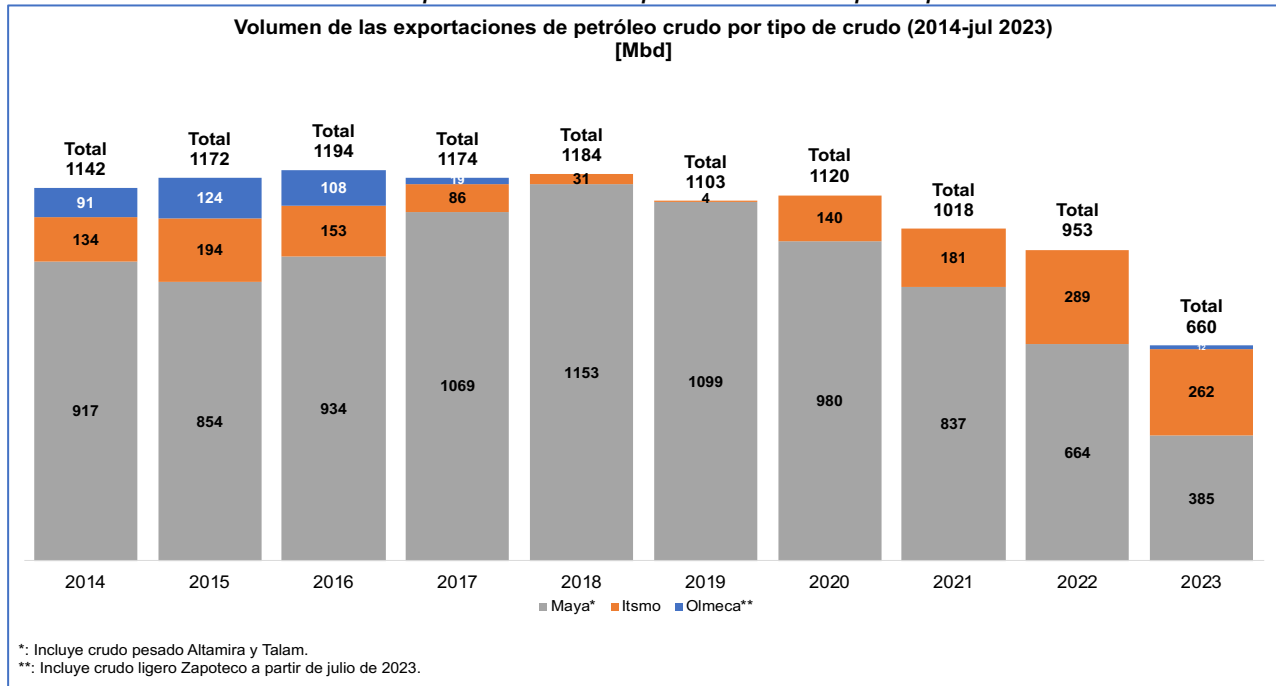


Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos <sup>162</sup>

Dicho lo anterior y apoyados de la Ilustración 61 podemos observar que el volumen de crudo ligero exportado fue a la baja, pues la falta de inversión de las administraciones anteriores, en combinación con la declinación de la producción de los campos maduros, generó un déficit de crudo ligero, situación que obligó a importar este tipo de crudo en el año 2018 con el fin de poder completar la dieta de las refinerías. No obstante, gracias a los recientes avances en nuevos campos, esta tendencia ha cambiado y la empresa estatal reanudó la exportación de petróleo Istmo en diciembre de 2019, además que en julio de 2013 se reanudó la exportación de petróleo Olmeca, el cual tiene fracciones del nuevo petróleo Zapoteco.

<sup>162</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema de Información de Hidrocarburos.(2023).

Ilustración 61. Exportaciones de petróleo crudo por tipo de crudo.



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>163</sup>

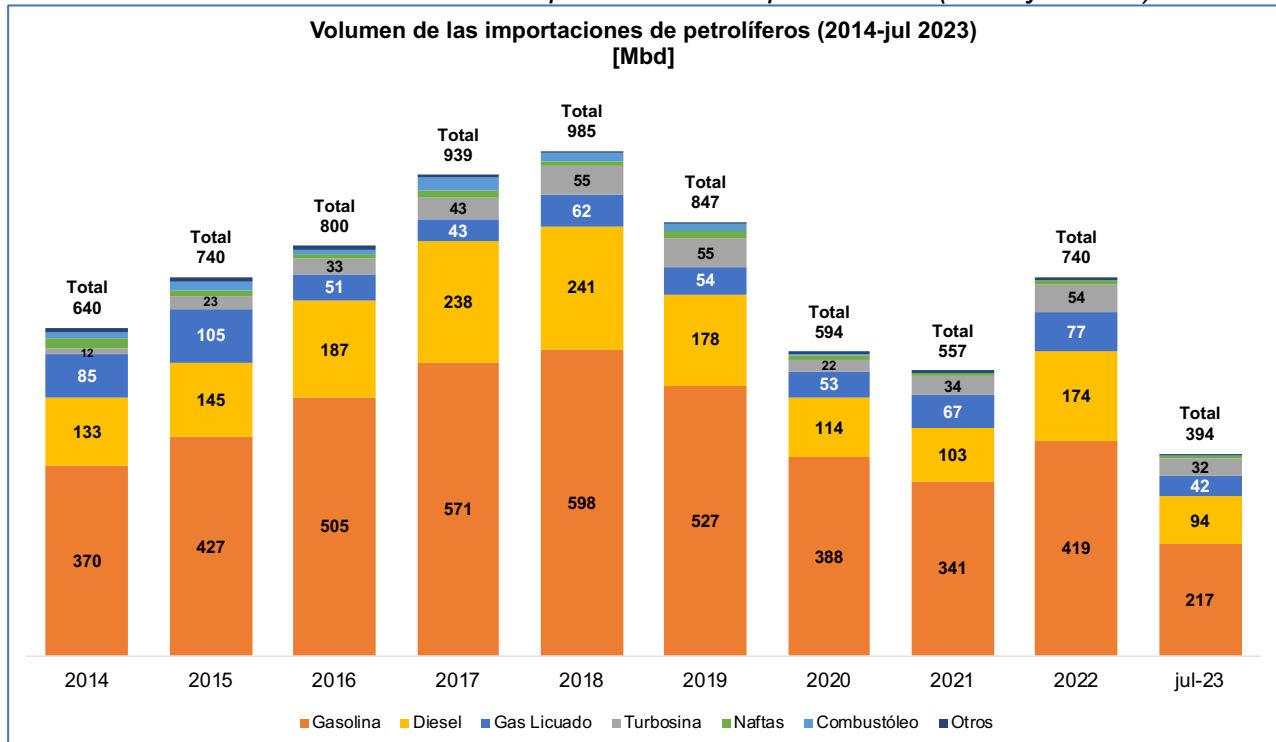
En resumen, la reciente producción de crudo ligero, combinada la actual política energética orientada a una menor exportación de crudo, hará que debido a sus características se pueda aumentar la producción de gasolinas, destilados medios, lubricantes y petroquímicos, ya que casi la mitad de la producción de petróleo crudo en México es del tipo Maya el cual al ser un crudo "pesado" tiene menor rendimiento en producción de gasolina y diésel debido a su densidad; sin embargo, este último será procesado por la Refinería Olmeca. <sup>164</sup>

A su vez, la Ilustración 62 muestra como la importación de petrolíferos ha ido a la baja en este sexenio en comparación con el anterior, lo que da por entendido que se sigue cumpliendo los objetivos establecidos al inicio del proyecto de soberanía energética, sin embargo, a pesar de mantener las importaciones a la baja, en el 2022 se tuvo un repunte en el monto, importando más gasolinas que años previos.

<sup>163</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos.(2023).

<sup>164</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema de Información de Hidrocarburos.(2023)

Ilustración 62. Volumen de importaciones de petrolíferos (2014-jul-2023)



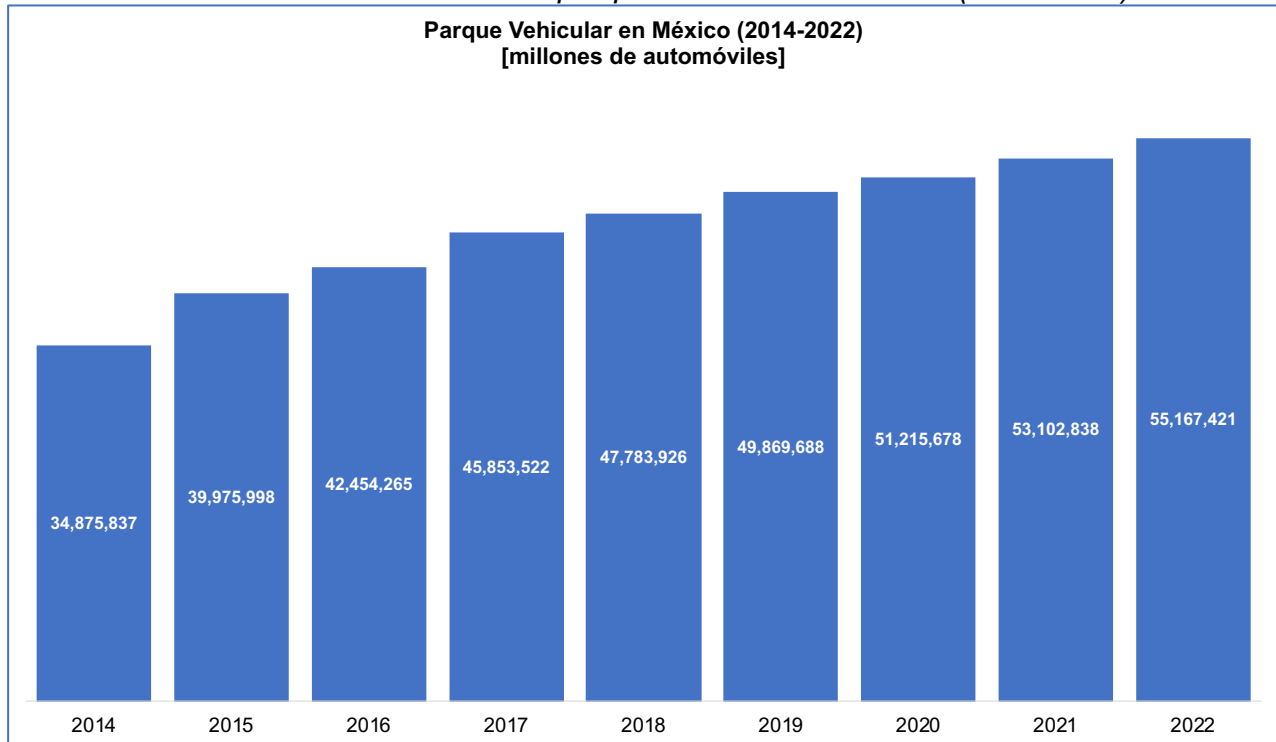
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>165</sup>

No obstante, hay que tener en cuenta que dicho incremento fue efecto de crisis energética mundial derivada de la guerra entre Rusia y Ucrania, así como también de la reducción prevista en la producción petrolera de Rusia, las políticas de restricción de producción adoptadas por los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (OPEP+), las perspectivas de un endurecimiento de la política monetaria por parte de los bancos centrales líderes, y las dificultades experimentadas en el sector bancario de Estados Unidos y Europa.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que durante 2020-2021 los efectos generados por la pandemia de COVID-19 fue el paro de actividades, sin embargo, en 2022 el regreso gradual de actividades incremento la demanda de combustibles, además de que la Ilustración 63 nos muestra el incremento de parque vehicular que ha tenido México.

<sup>165</sup> Ibidem

Ilustración 63. Evolución del parque vehicular en México (2014-2022)



Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Nacional de Estadística<sup>166</sup>

Ahora bien, apoyado de la Ilustración 62 y de la Ilustración 63, podemos determinar que cada vez se asegura una mayor seguridad y autosuficiencia energética, ya que, aunque se tiene un claro incremento del parque vehicular en México, no se ha tenido que recurrir a importaciones excesivas de petrolíferos comparadas con años anteriores que el parque vehicular era menor y las importaciones, por el contrario, incrementaban.

Ahora bien, si se continúa con estas tendencias ayudadas de acciones que promuevan una mayor producción de petrolíferos y a su vez una menor importación de estos podemos pronosticar que el tiempo para conseguir la ansiada soberanía energética será menor.

<sup>166</sup> Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Estadísticas. (2023).

### 3.2 El gas natural y su importancia para el futuro de la industria energética

En el entendido que uno de los objetivos prioritarios de esta administración es conseguir la autosuficiencia energética, desde un principio se diseñó orientada en la mejora de los procesos productivos para reducir el uso de combustibles fósiles y las emisiones contaminantes, pues a nivel mundial las preocupaciones ambientales han generado un gran cambio en la forma de encarar el futuro energético. Actualmente, se busca un desarrollo sustentable que proporcione el crecimiento económico que se requiere, pero con respeto al medio ambiente, el cual permita satisfacer las necesidades de nuestra sociedad sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras.<sup>167</sup>

De esta manera la política energética actual fomenta la eficiencia energética y el uso racional de la energía, así como una disminución en el índice de carbono en la generación de energía, además de incentivar la transición energética hacia las energías renovables, por lo que concatenado con los compromisos adquiridos por parte de nuestro país ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, el Acuerdo de París y el Protocolo de Kioto es inminente la implementación de procesos más eficientes para aprovechar los recursos naturales y el uso de tecnologías limpias para la generación de energía.

La transición energética o el transitar a energía limpias es un proceso que lleva tiempo, de tal manera que organismos reguladores en materia de energía como lo es la Organización Latinoamericana de Energía sostiene que el gas natural es un componente esencial en la transición hacia economías bajas en carbono en América Latina y el Caribe además que instituciones internacionales de alto prestigio como la Agencia Internacional de Energía de igual manera reconoce el papel fundamental del gas natural en las transiciones energéticas actuales, pues contribuye a la reducción de emisiones al reemplazar combustibles más contaminantes y respalda la integración de energías renovables al ofrecer generación de electricidad flexible y confiable.

---

<sup>167</sup> Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. (1987). *Nuestro futuro común*.

De este modo, México, siguiendo las buenas prácticas de dichos organismos, ejecutó a través de la Comisión Reguladora de Energía la emisión de un decreto en el cual el gas natural se considera una energía en transición hacia las energías limpias<sup>168</sup>, ya que su combustión es más limpia, tiene menos impurezas que otros combustibles fósiles, es menos complejo químicamente, cuando se quema, produce muchos menos GEI (gases de efecto invernadero) que otros combustibles fósiles y sobre todo contribuye a satisfacer la demanda energética de manera sostenible y con menor huella de carbono.

Por lo que la solución a mejorar el panorama energético es la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y de baja emisión de carbono, en el que sí bien existen otras fuentes de energía limpia, especialmente la eólica y la solar, con el gas natural incluyéndose a esta lista de energías limpias el camino a una transición energética hará que pinte un mejor panorama, pues siempre se puede contar con una fuente de energía limpia cuando se necesite como lo es gas, sin dejar de lado que es un recurso no renovable.

---

<sup>168</sup>Secretaría de Energía.(27 de junio de 2023). *El proceso de transición hacia energías limpias lleva tiempo. Por eso se decreta que el gas es una energía en transición hacia las energías limpias y no se considera energía sucia o de origen petrolífero: @lopezobrador\_*

#### 4. El futuro de la industria petrolera en México: recomendaciones

A lo largo de este trabajo se han recopilado una serie de datos que muestran como la industria petrolera mexicana en general ha experimentado cambios significativos a través del paso del tiempo, especialmente estos últimos años, los cuales han sido impulsados por las políticas energéticas implementadas en el país. Sin embargo, con la reciente alternancia en las políticas, particularmente esta última política, encabezada por el Presidente Andrés Manuel López Obrador, presenta un enfoque renovado hacia la soberanía energética. Sin embargo, en un futuro no muy lejano, la industria petrolera mundial y especialmente la mexicana, deberá adaptarse a un escenario de transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, pues las necesidades mundiales se inclinan a un cambio gradual y exponencial del uso de energías limpias.

A pesar de ello, el 09 de octubre de 2023 la Organización de Países Exportadores de Petróleo presentó su informe anual titulado **"Perspectivas del Mercado Mundial de Petróleo 2023" (WOO 2023)** en el que mostró su pronóstico de demanda mundial de petróleo para mediano y largo plazo en donde prevé que para 2045 se alcancen los 116 millones de barriles por día, así como la necesidad de una inversión de 14 billones de dólares para satisfacerla, por otro lado, el órgano petrolero expresó su rechazo a los objetivos del **"Net Zero"**, al declarar que el petróleo debería ser parte de la transición energética y que detener las inversiones en nuevos proyectos petroleros es equivocado, ya que podría llevar al caos energético y económico.<sup>169</sup>

En contra parte, la Agencia Internacional de Energía presentó un planteamiento totalmente opuesto a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, en el que sostiene que se debe alcanzar las cero emisiones de CO<sub>2</sub> a mitad de siglo, apoyado por una reducción de la demanda mundial de combustibles fósiles en un 25% hasta 2030 y un 80% hasta 2050, mediante inversiones masivas en las energías renovables.<sup>170</sup>

---

*Net Zero*: Equilibrio de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas y las retiradas de la atmósfera.

<sup>169</sup> Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2023). *World Oil Outlook 2045*. p. 87.

<sup>170</sup> International Energy Agency. (2023). *World Energy Outlook 2023*. p. 91.



Particularmente, México cuenta con compromisos legales en cuanto a metas de participación de energías limpias presentadas en lo que dicta el artículo Tercero Transitorio de la Ley de Transición Energética y el artículo Tercero Transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e) de la Ley General de Cambio Climático los cuales establecen que:

***“...La Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024. ...”***<sup>171</sup>

***“...La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024...”***<sup>172</sup>

Estas metas están fuertemente relacionadas con los compromisos internacionales en los que está suscrito México. En septiembre de 2015, junto con los países miembros de las Naciones Unidas, México adoptó la nueva agenda global de desarrollo sostenible, cuyos compromisos se acordaron cumplir en un plazo de 15 años. De esta manera, cada país implementa la Agenda 2030 de acuerdo con su contexto y prioridades; en el caso específico del sector energético de México, se impulsa a que el acceso a la energía sea asequible y no contaminante, ayudado principalmente de la generación de electricidad a base de energías renovables.

Además, el 4 de noviembre de 2016 se ratificaría el compromiso con la preservación del medio ambiente en el Acuerdo de París mediante la publicación del decreto promulgatorio del Acuerdo de París en el Diario Oficial de la Federación.<sup>173</sup> El objetivo principal de este acuerdo es fortalecer la respuesta global frente al cambio climático en el que México particularmente se comprometería a limitar el aumento de la temperatura media mundial a menos de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, además de trabajar para limitar

---

<sup>171</sup> Ley de Transición Energética.(Sin reformas). Artículo Tercero Transitorio

<sup>172</sup> de la Ley General de Cambio Climático. (2023). artículo Tercero Transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e)

<sup>173</sup> Diario Oficial de la Federación.(04 de noviembre de 2016). *Decreto Promulgatorio del Acuerdo de París, hecho en París el doce de diciembre de dos mil quince.*

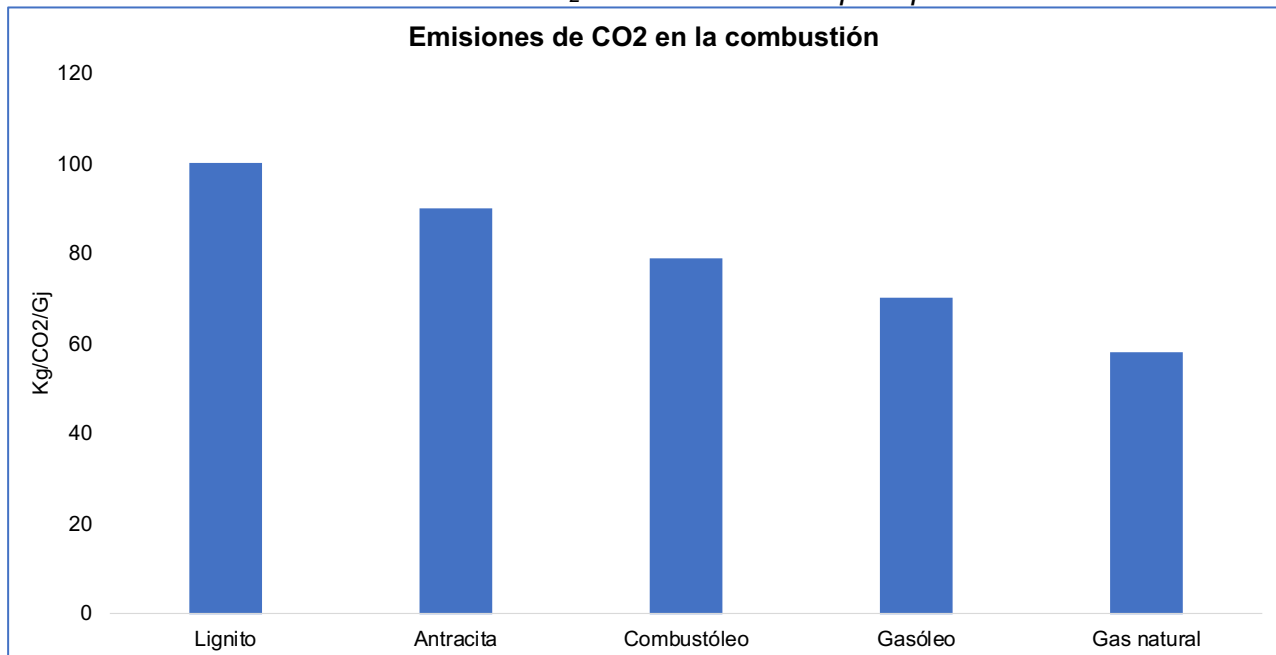
dicho aumento a 1.5°C, reconociendo los beneficios que ello conllevaría para reducir los riesgos y efectos del cambio climático. Adicionalmente, México suscribiría ante las Naciones Unidas la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC), la cual incluye compromisos internacionales de mitigación condicionados y no condicionados.

Su principal compromiso sería la reducción del 22% de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético, lo cual equivale a 63 MtCO<sub>2</sub>e, sin embargo, el 8 de noviembre de 2022, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales propondría el incremento de la reducción de emisiones de México a presentar en la 27ª edición de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 27). Días después, el 16 de noviembre, durante el Segmento Ministerial de la COP 27, el excanciller Marcelo Ebrard Casaubón, representante de la Secretaría de Relaciones Exteriores, presentó el aumento propuesto, considerando un aumento en la mitigación total del país, pasando de un 22% de las emisiones a un 35% de las emisiones para el 2030.

Previamente en 2021 se celebraría la 26ª edición de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en Glasgow (COP26), en la que debido a los previos compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se haría hincapié en trabajar en la reducción del carbón como fuente de energía y la eliminación gradual de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles, lo cual estuvo concatenado con la postura de diversos países que consideraban al gas natural como un energético de transición, ya que es la energía fósil menos contaminante y es utilizado para la generación de electricidad de energía de respaldo o energía firme, por tanto, sostenían la postura de que el gas podría sustituir al carbón y al combustóleo.

Esta postura se basa en la aseveración de que el gas tiene un mejor rendimiento energético y un menor impacto ambiental en relación con los demás combustibles fósiles, pues, aunque el gas natural como cualquier otro combustible produce CO<sub>2</sub> sus características como lo son la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas hacen que sus emisiones sean un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del combustóleo como se muestra en la Ilustración 64.

Ilustración 64. Emisiones de CO<sub>2</sub> en la combustión por tipo de combustible



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.<sup>174</sup>

A su vez el metano, es el principal componente que constituye el gas natural, este es un causante del efecto invernadero más potente que el CO<sub>2</sub>, sin embargo, las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO<sub>2</sub> y de acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y comercialización a nivel mundial se han estimado en 1% del total del gas transportado, lo que hace que la mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera sean causadas por la actividad ganadera que suponen alrededor del 50%.<sup>175</sup>

Además de que la misma pureza del combustible, lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes en la producción de energía eléctrica que utilizan gas natural como combustible como lo son las centrales convencionales (caldera-turbina), centrales de cogeneración termoeléctrica y centrales de ciclo combinado.

<sup>174</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f). Gas Natural y Medio Ambiente.

<sup>175</sup> Idem

## 4.1 Panorama internacional sobre el gas natural

Antes del conflicto bélico en Ucrania, potencias mundiales como Alemania y gran parte de Europa Central y Oriental habían apoyado la inclusión del gas como factor para la transición energética; mientras que países como Dinamarca, Suecia, Países Bajos, Luxemburgo y Austria se habían opuesto. En consecuencia, a principios de febrero de 2022 la Comisión Europea respaldaría el gas natural como un combustible de transición bajo la taxonomía de finanzas sostenibles, posteriormente el Parlamento Europeo avalaría en julio de 2022 un acuerdo en el que se aceptaba considerar al gas como energía verde respaldando el gas natural como combustible de transición, esta ley entraría en vigor hasta el 1 de enero de 2023.<sup>176</sup>

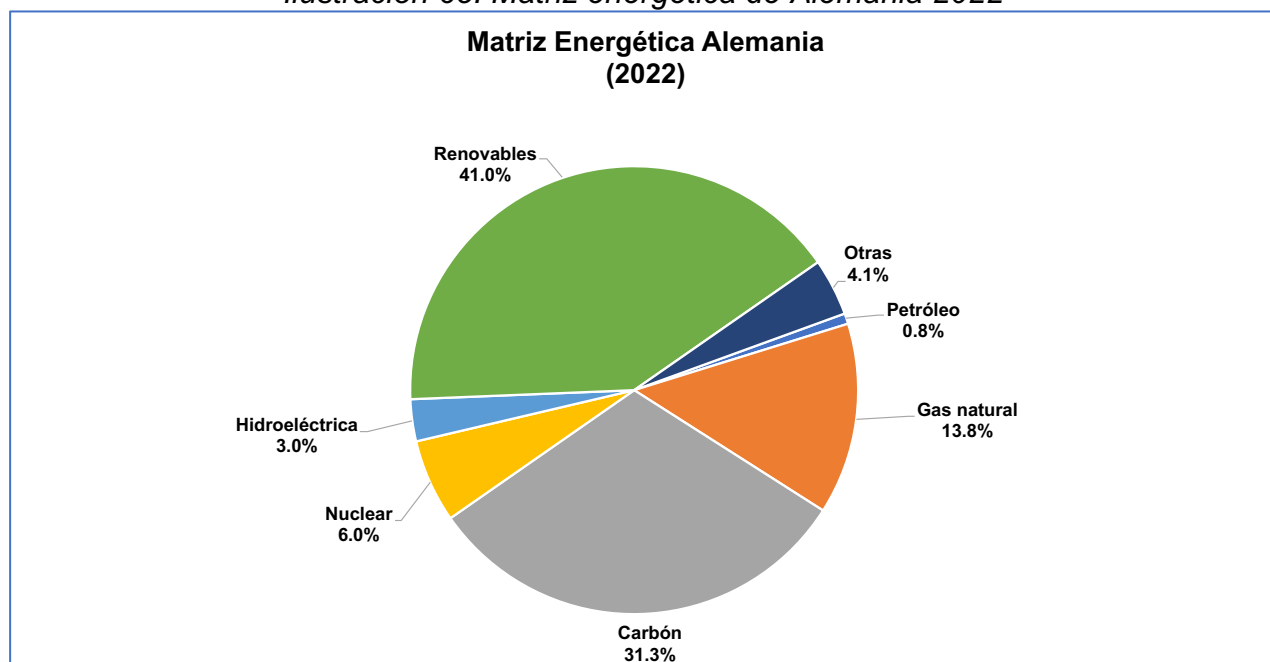
Sin embargo, una de las consecuencias derivadas de la guerra entre Ucrania y Rusia es la poca disponibilidad de gas en toda Europa; por lo que analizando de manera particular la matriz energética más reciente (2022) de algunos países como Alemania, muestra que aunque mantiene un alto nivel de generación de energía a base de energías renovables componiéndose por el 41%, es ampliamente seguida por un 31.3% de generación por carbón y solamente el 13.8% de gas natural como lo muestra la Ilustración 65, ya que Alemania al no ser un país petrolero depende estrictamente de la importación de gas, además de que en los últimos años el objetivo de la política pública alemana no fue la disminución de las emisiones de los gases de efecto invernadero, puesto que se habían mantenido relativamente estables, con una disminución anual de 1.74% en 2019 marcando como prioridad su objetivo de realizar el retiro de las plantas nucleares en operación de forma gradual a más tardar a 2023 .<sup>177</sup>

---

<sup>176</sup> El País. (06 de julio de 2022). *El Parlamento Europeo respalda el sello verde de la UE al gas y energía nuclear.*

<sup>177</sup> Tatsachen über Deutschland. (s.f). *Pionera en política climática.*

Ilustración 65. Matriz energética de Alemania 2022



Fuente: Elaboración propia con datos del *Statistical Review of Energy World*<sup>178</sup>

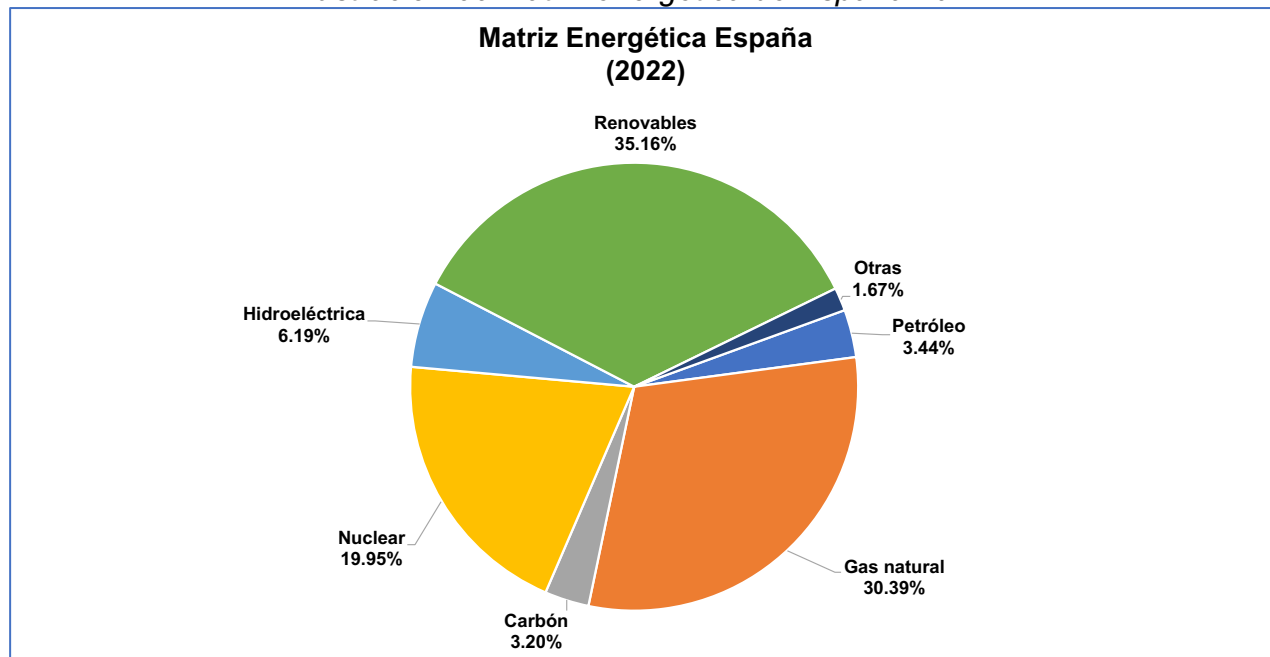
Esta situación ha generado que se tenga un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero por el hecho de haber recurrido a combustibles fósiles más contaminantes para compensar el recorte de gas ruso, lo que se contrapone con lo establecido con en la ley alemana de protección del clima, la cual establece que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 65% para 2030, una reducción del 88% para 2040 y para 2045 Alemania debería alcanzar la neutralidad en materia de gases de efecto invernadero.

Otro caso por analizar es España. En su matriz energética de 2022, Ilustración 66, el 35.1% de su electricidad se generó a base de energías renovables, el 30.3% se generó a base de gas natural y es seguido del 19.9% de energía nuclear, por lo que en números generales, el 34% de su electricidad se produce con recursos fósiles. Cabe mencionar que también ha aumentado la importación de energía llegando a 17.4 TWh, en 2022, mientras

<sup>178</sup> Energy Institute. (2023). *Statistical Review of Energy World*. p.53

que las exportaciones de energía solo rondaron los 16.5 TWh por lo que se obtuvo como resultado un déficit de 0.89 TWh, es decir, importa más energía de la que exporta.<sup>179</sup>

*Ilustración 66. Matriz energética de España 2022*



*Fuente: Elaboración propia con datos del Statistical Review of Energy World<sup>180</sup>*

Por otra parte, en Egipto la producción de electricidad con gas natural y petróleo representa en su matriz energética (2022) el 79.9% y 8.7% respectivamente, lo que hace que el 88% de su matriz energética sea generada a partir de combustibles fósiles, como se muestra en la Ilustración 67.

Además, durante el periodo comprendido entre 2012 y 2022 mostró un crecimiento año por año en la utilización del gas como combustible de alrededor del 1.8%, tal situación es apoyada debido a que en 2022 fue el segundo productor de gas en África, representando el 1.6% de la producción mundial, ya que sus reservas de gas natural han aumentado significativamente desde el descubrimiento del mega yacimiento Zohr en 2015 contando con reservas probadas totales de gas natural de 2.209 bcm. Actualmente, Egipto es

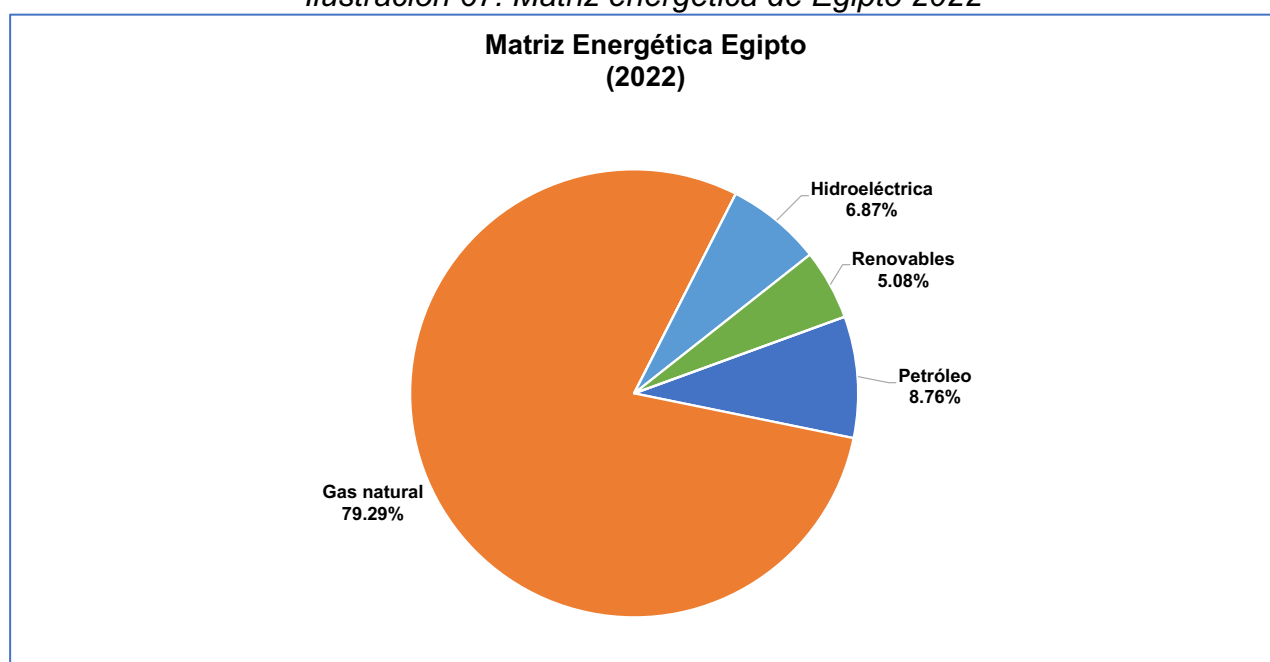
<sup>179</sup> International Energy Agency. (s.f). *Key energy statistics*.

<sup>180</sup> Energy Institute. (2023). *Statistical Review of Energy World*. p.53

productor y consumidor de hidrocarburos y es por ello por lo que su política energética se centra, entre otras cosas, en:

- Mantener y desarrollar la producción de hidrocarburos.
- Aumentar su capacidad instalada de electricidad.
- Ser principal distribuidor regional de gas natural aprovechando su ubicación geográfica.
- Ser un exportador regional de electricidad.

*Ilustración 67. Matriz energética de Egipto 2022*

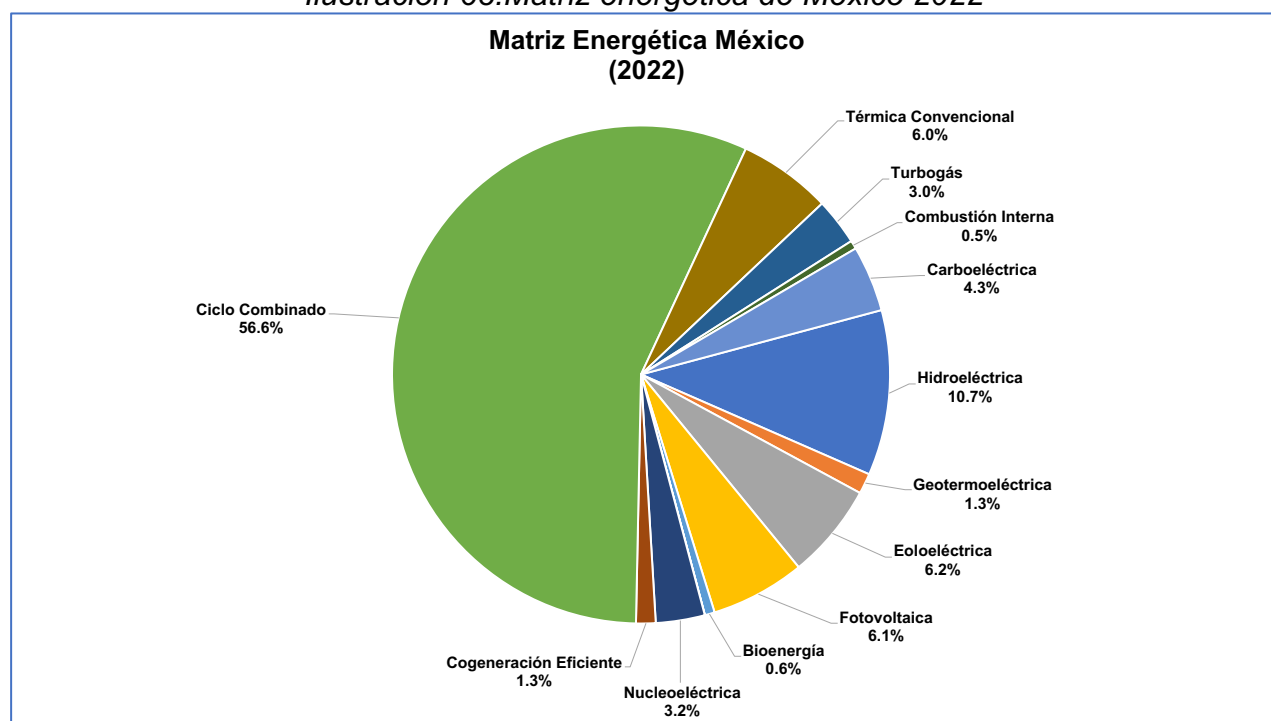


*Fuente: Elaboración propia con datos del Statistical Review of Energy World<sup>181</sup>*

De manera similar al caso de Egipto, en países como Argelia, Libia, Marruecos y Túnez se tiene una política de utilización del gas como energético de transición, en sinergia con el hecho de que se trata de países productores de hidrocarburos y tomando en cuenta el papel del petróleo en sus economías.

<sup>181</sup> Idem

Ilustración 68. Matriz energética de México 2022



Fuente: Elaboración propia con datos del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023- 2037<sup>182</sup>

México ha logrado una posición más favorable en términos energéticos en comparación con países de primer mundo como Alemania o España, ya que la dependencia del carbón para la generación de energía fue solamente el 4.3% en 2022, como se observa en la Ilustración 68 y cuenta con una matriz energética mixta con participación de fuentes más limpias y sostenibles, destacando la participación del gas natural y la hidroeléctrica.

México a pesar de los compromisos adquiridos en materia de energías limpias no puede dejar a un lado que es un país productor de petróleo, por lo que la ruta a seguir se debe basar en una mezcla de opciones en las que se contemple a los combustibles fósiles donde el gas debe ser el sostén de la transición energética, convirtiendo a la industria petrolera en un pilar importante, de este modo la optimización de tecnologías de extracción y producción, junto con una mayor integración de energías renovables y prácticas sostenibles, se perfilan como los componentes clave para la redefinición y el fortalecimiento de la posición de México en el panorama energético global.

<sup>182</sup> Gobierno de México. (2023). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037*. p. 125.



Otro punto importante es que en nuestro país que se ha solucionado gradualmente el amplio potencial desaprovechado de gas natural, pues en septiembre de 2021 se quemaron 617 MMMpc y se produjeron 4,746 MMMpc. Sin embargo, en ese mismo año Petróleos Mexicanos iniciaría la implementación de la “**Estrategia de Aprovechamiento de Gas**”, el principal objetivo es incrementar el aprovechamiento de gas natural, para ello se debe reducir el gas enviado a la atmósfera en instalaciones de Pemex Exploración y Producción por lo que principalmente se requirió de la implementación y entrada en operación de proyectos de infraestructura enfocados en incrementar el manejo y aprovechamiento de gas asociado en los procesos de exploración y producción y a la puesta en marcha y operación continua de compresores en complejos procesadores de gas.<sup>183</sup>

Estas acciones generaron que en el tercer trimestre de 2023 (3T23), el aprovechamiento de gas de toda la empresa ascendiera a 92.0% lo cual impacto directamente con una disminución en las emisiones de dióxido de carbono, ubicándose en 15.2 MMt lo que en comparación con el mismo trimestre de 2022 (18.5 MMt) es una disminución de 17.8% y una mejora del 2.4% en el aprovechamiento de gas.<sup>184</sup>

#### **4.1 Propuesta sobre el panorama general de la industria petrolera.**

A lo largo de estos años con la alternancia entre políticas energéticas, los datos de producción, inversión, restitución de reservas, producción de petrolíferos y demás muestran de manera directa que Petróleos Mexicanos necesita un apoyo continuo para continuar asegurando el bienestar de México por lo que, reconociendo su papel fundamental en el desarrollo energético del país, se debe mantener un apoyo exhaustivo a Pemex para fortalecer su capacidad operativa y financiera. Esto debe incluir la modernización de infraestructuras, la mejora de procesos internos y la promoción de la eficiencia en la gestión de recursos.

---

<sup>183</sup> Petróleos Mexicanos. (2023). *Resultados al tercer trimestre del 2023*. p. 15

<sup>184</sup> Ídem

En la misma línea de ideas y retomando el último punto, la nueva política energética deberá hacer es una revalorización de la cartera de proyectos de Pemex con el fin de maximizar el potencial energético de México identificando los proyectos prioritarios. La Secretaría de Energía, en colaboración con la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Petróleos Mexicanos, deberá realizar una revisión exhaustiva de la cartera de proyectos para identificar aquellos con mayor potencial de rentabilidad y desarrollo estratégico para el beneficio del país. Esto implicará evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de cada proyecto, así como su alineación con los objetivos de la nueva política.

De esta manera, los proyectos que no sean atractivos para Petróleos Mexicanos deberán ser asegurados por la Secretaría de Energía con ayuda técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para su posterior uso o bien para introducirlos en algún proceso de licitación. Por otra parte, una vez identificados los proyectos prioritarios en los que Petróleos Mexicanos necesite ayuda para su exploración, explotación o que sean técnicamente desafiantes como las zonas de aguas profundas o bien en el desarrollo de yacimientos no convencionales con el uso de *fracking*, se procederá a la colaboración con empresas privadas mediante farmouts o migraciones (asociaciones estratégicas) que puedan ayudar a fortalecer a Pemex al permitirle enfocar sus recursos en áreas de alta prioridad y rentabilidad, mientras que de manera conjunta a un privado pueda desarrollar esos proyectos estratégicos con el objetivo de aprovechar la experiencia y tecnología para complementar las capacidades de la empresa productiva del Estado.

Esta participación se limitará a proyectos específicos, en los que la Secretaría de Energía como rector de la política energética del país deberá indicar el objetivo por el cual es fundamental esa asociación, por ende, serán en menor cantidad que los proyectos asignados a Pemex, con el objetivo de respetar la soberanía nacional y cumpliendo con las regulaciones y normativas establecidas.

De esta manera se deberán establecer salvaguardas para proteger la soberanía energética de México, asegurando que las decisiones estratégicas en el sector petrolero y en general de sector energético sigan siendo responsabilidad del gobierno mexicano sin

afectar los intereses de privados. Esto incluirá la retención de la propiedad estatal sobre los recursos energéticos del país, así como la definición de políticas y lineamientos claros para la participación del sector privado en proyectos de exploración y extracción.

La modalidad más adecuada de asociación con el sector privado, ya sea a través de farmouts o migraciones (asociaciones estratégicas) se basará en el tipo de proyecto, su complejidad técnica y la disponibilidad de inversionistas interesados en participar en cada caso particular, sin embargo, deberán celebrarse de manera obligatoria bajo el contrato de producción compartida ya que si bien el contrato de licencia tiene la ventaja de dar certeza e inmediatez a la recaudación fiscal por estar basada en regalías, cuenta con la gran desventaja de que toda la producción se queda en manos del operador sin ninguna obligación de abastecer el mercado interno y en el entendido que la seguridad energética, debe ser el eslabón principal de la nueva política se deberá buscar la compatibilidad con los contratos de producción compartida ya que una parte de lo extraído se queda en el país.

La reactivación de las rondas petroleras en estas modalidades no solo impulsaría la inversión en el sector energético, sino que también generaría empleo en el cual debe establecer que el contenido de empleados vaya en función a la participación que tenga cada empresa en dicho proyecto, promoviendo el desarrollo tecnológico y fortaleciendo la seguridad energética de México. Además, al involucrar a la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Pemex en la planificación y ejecución de estas asociaciones, se puede garantizar una coordinación efectiva y un cumplimiento adecuado de la regulación y las políticas energéticas del país.

Además se continuar con la transparencia y la rendición de cuentas en todas las actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos, tanto de Pemex como de las empresas privadas. Se deberán establecer más mecanismos de supervisión y fiscalización para garantizar el cumplimiento de las normativas ambientales, laborales y fiscales, así como para prevenir la corrupción y asegurar el uso responsable de los recursos energéticos del país.

Asimismo se debe dar seguimiento y evaluación para garantizar el éxito de las asociaciones estratégicas entre Pemex y el sector privado. Esto incluirá la definición clara de objetivos, indicadores de desempeño y responsabilidades de cada parte, así como la realización de revisiones periódicas para ajustar estrategias y abordar cualquier desafío que pueda surgir durante la implementación de los proyectos.

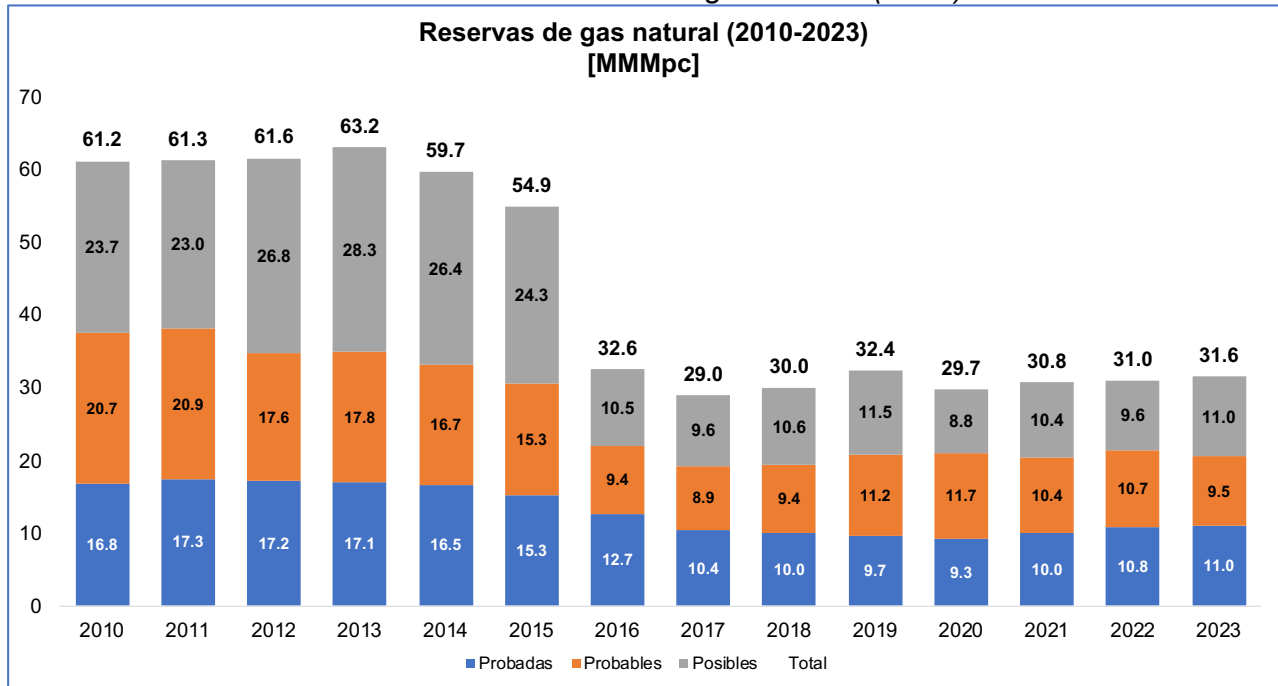
Finalmente, se debe impulsar el desarrollo sustentable en el sector energético, promoviendo prácticas responsables de extracción y mitigación de impactos ambientales incentivando la adopción de tecnologías limpias y eficientes, así como la diversificación de la matriz energética hacia fuentes renovables, en línea con los compromisos internacionales de México en materia de cambio climático y desarrollo sostenible.

Esta propuesta en términos generales busca equilibrar la necesidad de fortalecer a Pemex con la apertura selectiva al capital privado, garantizando la seguridad energética y la soberanía del país, mientras se impulsa el desarrollo sustentable del sector energético mexicano.

#### **4.1.1 Propuesta sobre gas natural**

De acuerdo con los datos analizados de diversos países, uno de los retos para la utilización del gas natural como energético de transición es la diversificación del origen del suministro, pues países que no cuentan con recursos petroleros como lo es Alemania sufren las consecuencias de los conflictos geopolíticos, sin embargo, en el caso de México, como se observa en la Ilustración 69 muestra como en 2023 las reservas 3P (probadas + probables + posibles) de la Nación de gas natural ascienden a 31.6 MMMpc o 21 años de producción, lo que equivale a un incremento del 1.9% con respecto al 2022 mientras que las reservas 2P (probadas + probables) de gas natural ascienden a 20.5 MMMpc lo que equivale a 12 años de producción.

Ilustración 69. Reservas de gas natural (2023).



Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>185</sup>

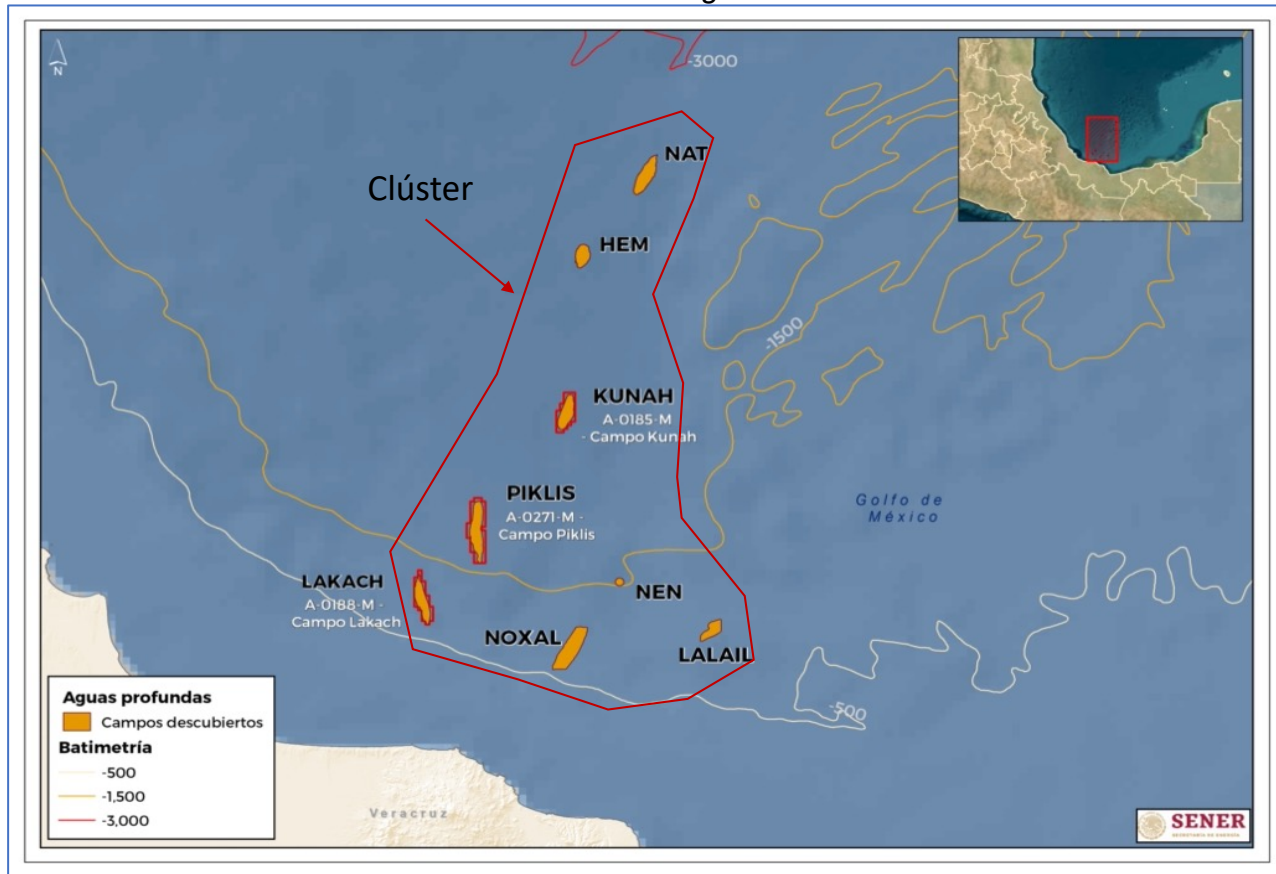
Los datos más actuales (septiembre 2023) de producción nacional de gas mencionan que casi el 50% de la producción nacional proviene de los campos Quesqui, Akal, Ixachi, Maloob y Onel<sup>186</sup>; mientras que el 44% de las reservas 2P se encuentran en los campos Ixachi, Quesqui, Tupilco Profundo, Akal, Ku y Lakach.

El campo Lakach está representado por la Ilustración 70, el cual se encuentra localizado en el Cinturón Plegado Perdido, en la zona de aguas profundas en las que se conformó un clúster con 8 descubrimientos, 5 de gas húmedo y 3 de gas seco teniendo un volumen original descubierto de 10 MMMpc, además de que 3 de las 8 áreas están asignadas a Petróleos Mexicanos (**Lakach, Piklis y Kunah**) y las otras 5 se encuentran en áreas del Estado.

<sup>185</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema de Información de Hidrocarburos. (2023).

<sup>186</sup> Idem

Ilustración 70. Zona regional Lakach

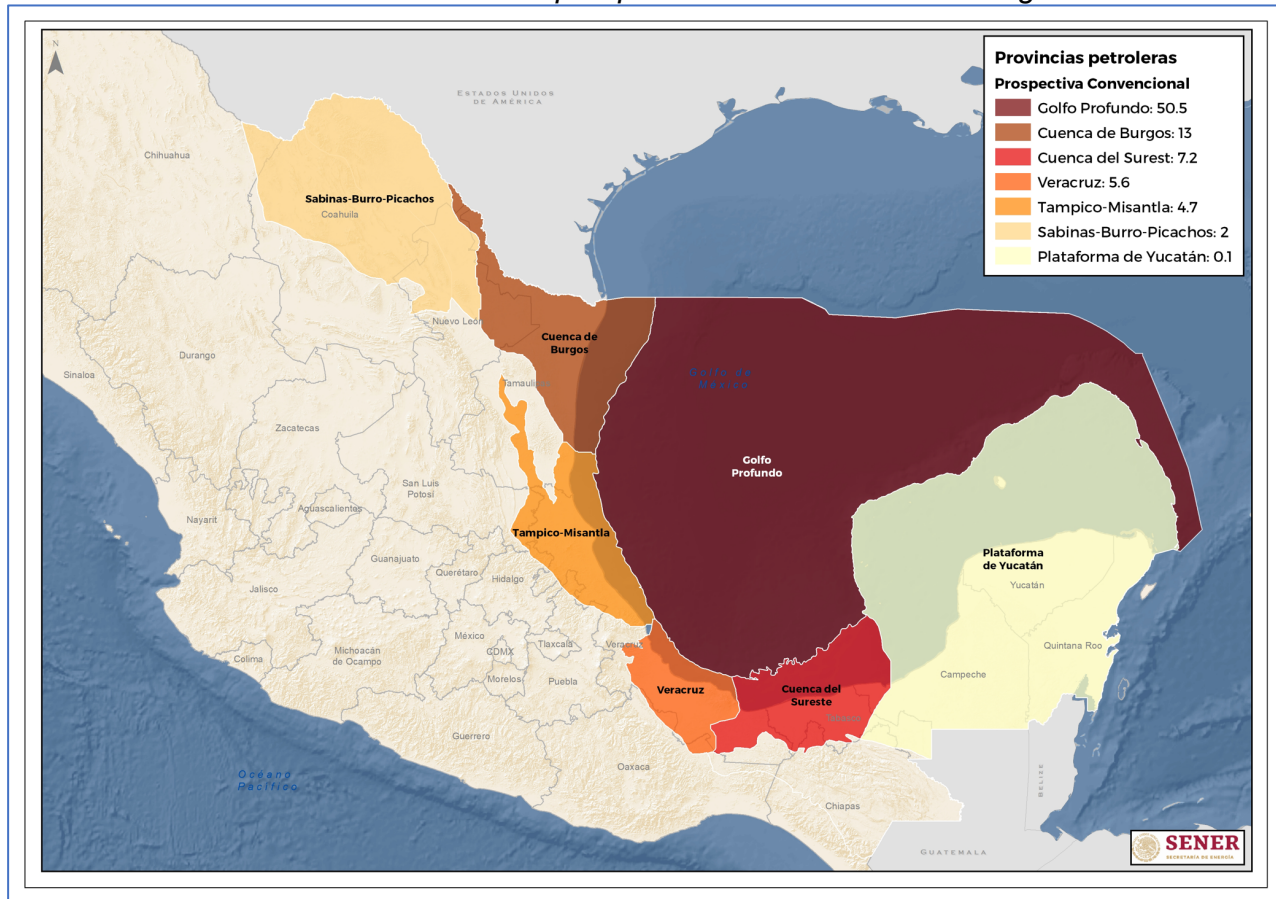


Fuente: Obtenida de la Secretaría de Energía<sup>187</sup>

La Ilustración 71 muestra de manera general los recursos prospectivos convencionales de gas con los que cuenta la nación, los cuales ascienden a un total de 83,000 MMMpc, teniendo el mayor potencial en la provincia petrolera del Golfo Profundo, con un valor aproximado a 51,000 MMMpc y Burgos con 13,000 MMMpc por lo que se debe priorizar los proyectos de exploración y extracción en estas áreas ayudados de una buena planeación y evaluación de proyectos en el que se determine la viabilidad de estos.

<sup>187</sup> Arévalo, J. (2023). *Administración de Yacimientos*.

Ilustración 71. Recursos prospectivos convencionales de gas



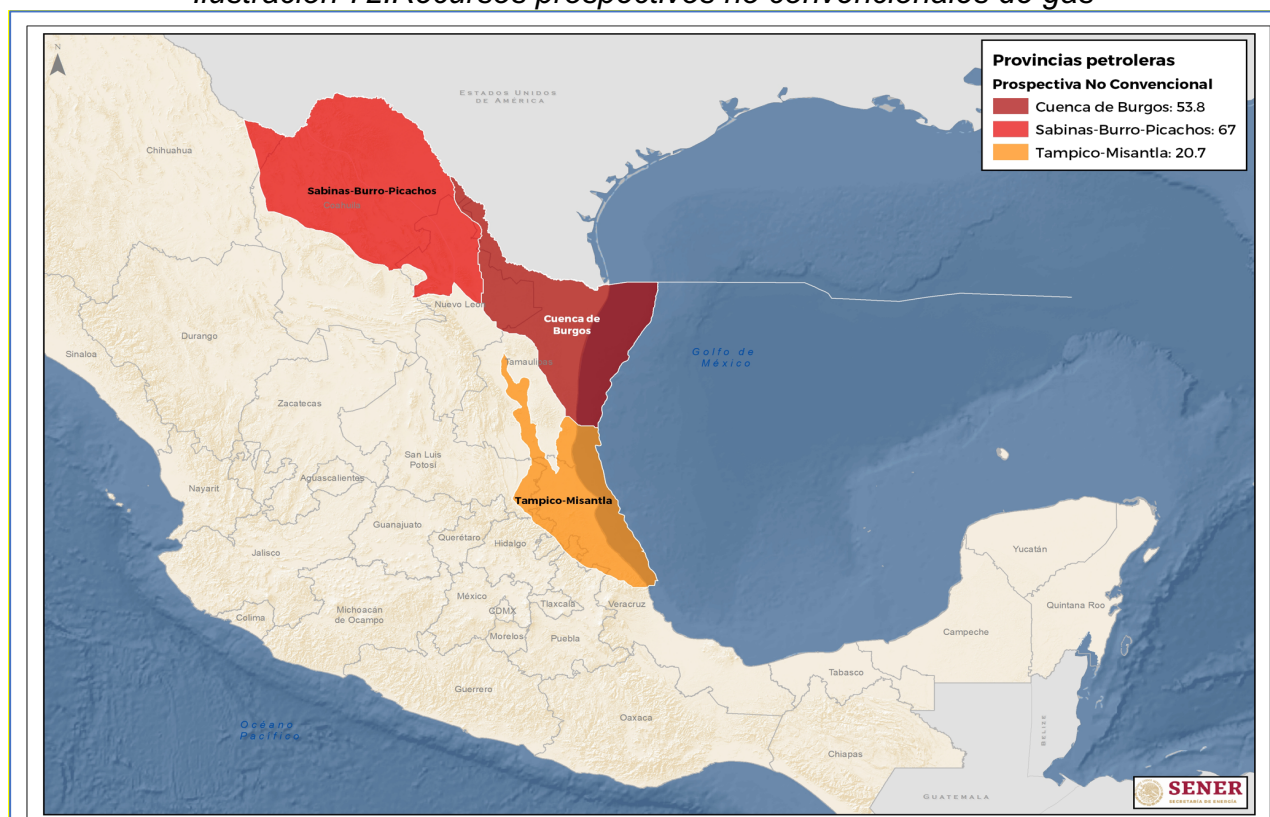
Fuente: Obtenida de la Secretaría de Energía<sup>188</sup>

Por otra parte, la Ilustración 72 muestra que México cuenta con recursos prospectivos en yacimientos no convencionales cercanos a 141 MMMbpce, en las provincias petroleras del Norte (**Sabinas, Burro-Picacho y Burgos**). La política energética actual prescinde totalmente de la extracción de estos recursos no convencionales en lutitas, debido a que son extraídos mediante fracking y este es conocido por su potencial daño al medio ambiente, sin embargo, para lograr la explotación adecuada de estos recursos se requiere contar con mejores tecnologías, procesos claros que garanticen preservación y mínimo impacto el medio ambiente, con respeto al entorno social y vigilancia de las autoridades correspondientes, para de esta manera poder satisfacer plenamente la demanda nacional.

188 Idem

Si se logra una extracción responsable con el medio ambiente, el suministro de gas natural no sería un gran problema, ya que contamos con recursos convencionales y no convencionales, por lo que el primer paso de la ruta a seguir es otorgarle un sentido de prioridad a la producción de gas.

*Ilustración 72. Recursos prospectivos no convencionales de gas*



*Fuente: Obtenida de la Secretaría de Energía<sup>189</sup>*

Esta condición estaría beneficiada con el hecho que en la actualidad México cuenta con una gran infraestructura para gas natural, como lo son: gasoductos, estaciones de compresión, terminales de almacenamiento, terminales de regasificación, complejos procesadores y demás, lo que hace que se cree un nicho de oportunidad hacia la utilización y recuperación de costos. Además, con la mayor utilización de gas para la generación de electricidad se contribuiría con las metas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a mediano plazo, mientras que a largo plazo esta política podría sentar las bases del **“Net Zero”** en México impulsando un cambio de paradigma,

<sup>189</sup> Arévalo, J. (2023). *Administración de Yacimientos*.



promoviendo la conversión de la infraestructura gasera existente hacia el hidrógeno bajo en emisiones.

En términos generales, se debe diseñar una estrategia ambiciosa y sostenible para la utilización del gas natural, considerando las metas de “**Net Zero**” y la transición hacia el hidrógeno verde. A corto plazo, se debe enfocar la atención en optimizar la eficiencia de las plantas de gas natural y en aumentar la proporción de gas renovable, fomentando la producción de biogás y el uso de tecnologías de captura de dióxido de carbono (**CCUS**).

A largo plazo, se debe impulsar la transición hacia el hidrógeno verde, aprovechando la infraestructura gasera existente para facilitar la producción, distribución y almacenamiento del hidrógeno, por ende es vital que se incentive la inversión en tecnologías de electrólisis con energía renovable y la implementación de proyectos piloto de producción de hidrógeno verde.

Por otra parte, se debe realizar una revisión exhaustiva de los contratos petroleros existentes, en colaboración con Pemex y otras partes involucradas, para poder identificar cláusulas que controlen la quema de gas, estableciendo un plan para renegociar estos contratos, incentivando prácticas más sostenibles y penalizando la quema excesiva. Adicionalmente, es vital introducir incentivos financieros y fiscales para Petróleos Mexicanos y otras compañías petroleras que adopten tecnologías avanzadas para la captura y uso eficiente del gas. Estos incentivos podrían incluir reducciones en impuestos corporativos, créditos ambientales y apoyo financiero para la inversión en infraestructuras más sostenibles.

Finalmente, se deben desarrollar normativas específicas que limiten la quema de gas en los pozos petroleros, estableciendo estándares claros y sanciones significativas por incumplimiento, asegurando una supervisión efectiva para garantizar el cumplimiento de estas normativas y promover la transparencia a través de informes regulares sobre las emisiones y las acciones tomadas para reducirlas.

Adicionalmente, es necesario realizar una exhaustiva evaluación de los posibles yacimientos no convencionales que podrían beneficiarse con el *fracking*. Esta evaluación debe incluir un análisis detallado de los riesgos ambientales, la viabilidad económica y los desafíos tecnológicos que conllevara su implementación.

Esta serie de investigaciones podría incluir la exploración de tecnologías o métodos mejorados, el uso de fluidos más respetuosos con el medio ambiente y la integración de energías renovables en el proceso para minimizar la huella ambiental y avanzar hacia una transición energética más sostenible; asegurando que se tomen medidas para mitigar cualquier impacto negativo estableciendo normativas ambientales estrictas para regular la práctica del fracking, con un enfoque particular en la protección de los recursos hídricos y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, así como la implementación de un sistema de supervisión robusto para garantizar el cumplimiento de estas normativas y sancionar a aquellos que no cumplan; apoyándose de los órganos reguladores coordinados en materia de energía.

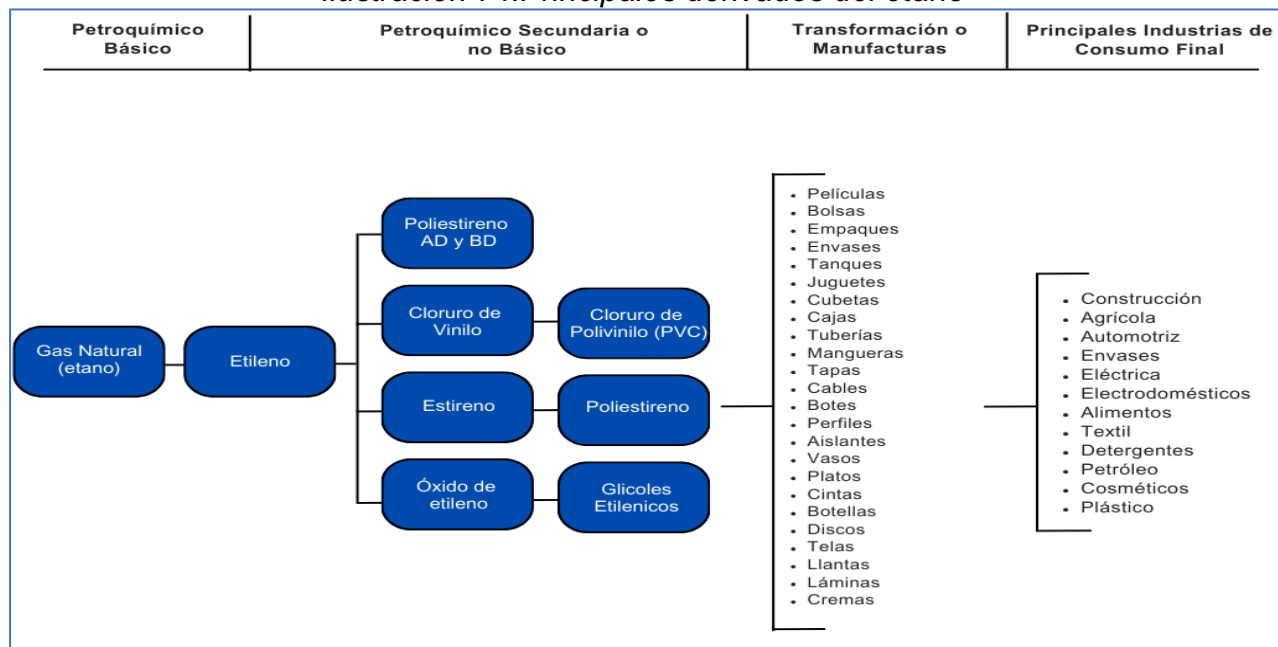
#### **4.2 La petroquímica en México**

Un gran aspecto a analizar es la petroquímica en México, pues a lo largo de los últimos años se ha priorizado la producción de crudo para ser transformado en combustibles, sin embargo, la industria petroquímica también es una plataforma fundamental para el crecimiento y desarrollo de importantes cadenas industriales y en general de la economía nacional por ende dado el valor que tiene esta industria como primer eslabón de importantes cadenas productivas, es imprescindible que se fortalezca y pueda así abastecer oportunamente a la industria nacional con los insumos que está requiera.

De manera similar a la industria de los petrolíferos se debe crear conciencia del negocio que significa la petroquímica, pues de las 3 principales cadenas petroquímicas (metano, etano y naftas) se obtienen diversos productos que contribuyen al soporte de diversas industrias como lo muestra la Ilustración 73, la Ilustración 74 y la Ilustración 75 por lo que

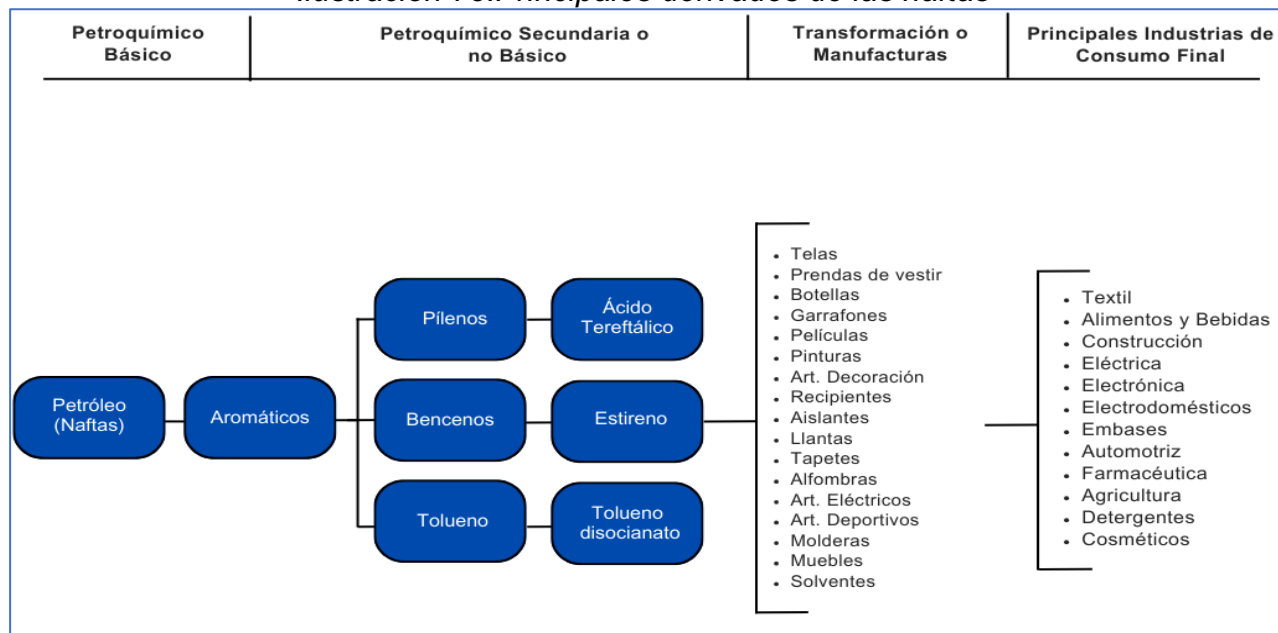


Ilustración 74. Principales derivados del etano



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía <sup>191</sup>

Ilustración 75. Principales derivados de las naftas



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía <sup>192</sup>

<sup>191</sup> Idem

<sup>192</sup> Secretaría de Energía. (2023). *Petroquímica*. p.3.

La situación actual de la industria petroquímica en México gira en torno a una falta de crecimiento durante los últimos 30 años, esta situación se deriva de la falta inversión en mantenimiento, rehabilitación y modernización de las plantas de proceso, lo cual en consecuencia ocasionó un deterioro en las instalaciones y la disminución en la producción de petroquímicos con un incremento en el nivel de riesgo de operación.

En general, toda esta situación de falta de disponibilidad de gas natural ha generado alta dependencia de importaciones, pues con la inyección de nitrógeno en Akal y ahora en Ku de la región marina noreste se contamina la producción de gas húmedo, disminuyendo la carga a los 9 centros procesadores de gas y 7 complejos petroquímicos con los que actualmente cuenta México en los que se esquematiza la capacidad instalada disponible para la producción de diferentes productos como lo señala la Tabla 18 y la Tabla 19.

*Tabla 18. Infraestructura nacional (Complejos Procesadores de Gas)*

Complejo Procesador de Gas de Pemex	Endulzamiento de Gas (MMpcd)	Endulzamiento de Líquidos (Mbd)	Proceso Criogénico (MMpcd)	Fraccionamiento de Líquidos (Mbd)
I Burgos	N/A	N/A	1,200	18
II Arenque	34	N/A	33	N/A
III Poza Rica	250	N/A	490	22
IV Matapionche	109	N/A	125	N/A
V CPGP Coatzacoalcos	N/A	N/A	192	N/A
VI La Venta	N/A	N/A	182	217
VII Nuevo Pemex	880	N/A	1,500	N/A
VII Cactus	1,960	96	1,275	208
IX Cd. Pemex	1,290	48	915	104
<b>Total</b>	<b>4,523</b>	<b>144</b>	<b>5,912</b>	<b>569</b>

*\*Las instalaciones de Proceso de Gas Cangrejera cambio su razón social a Centro Procesador de Gas y Petroquímicos Coatzacoalcos.*

*Fuente: Elaboración propia con datos del Prontuario Estadístico de Gas Natural<sup>193</sup>*

<sup>193</sup> Secretaría de Energía. (2023). *Prontuario Estadístico de Gas Natural*. p.8.

*Tabla 19. Infraestructura nacional ( Complejos Petroquímicos)*

Complejo Petroquímico		Capacidad Instalada (Mta)	Ubicación
I	Camargo*	333	Camargo, Chihuahua
II	Independencia	207	San Martín Texmelucan, Puebla
III	Morelos	2,277	Coatzacoalcos, Veracruz
IV	Cosoleacaque	4,300	Coatzacoalcos, Veracruz
V	Cangrejera	2,838	Coatzacoalcos, Veracruz

\*en planes de rehabilitación

*Fuente: Elaboración propia con datos del Prontuario Estadístico de Gas Natural<sup>194</sup>*

Este desabasto de materia prima se ha generado debido de la declinación de producción de gas seco tanto en los complejos procesadores de gas como la producción directa de los campos, pues en general se ha tenido una tendencia a la baja durante los últimos años, como lo muestra la Tabla 20 resultado del descuido de infraestructura, así como de la baja producción de gas.

*Tabla 20. Disponibilidad de gas seco (2012-2023)*

Complejo Procesador de Gas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Arenque	29	29	19	18	15	23	21	26	26
Burgos	662	510	416	360	358	359	308	286	278
Cactus	747	683	516	498	428	294	320	471	579
Cd. Pemex	649	582	584	572	581	604	608	587	508
La Venta	140	122	113	132	83	65	101	106	90
Matapionche	15	14	13	12	11	9	8	8	6
Nuevo Pemex	844	837	777	613	642	708	573	642	627
Poza Rica	153	128	101	100	78	70	33	32	20
<b>Inyección desde campos</b>	584	471	373	305	298	226	231	363	413
<b>Total (complejos + campos)</b>	<b>3,823</b>	<b>3,376</b>	<b>2,912</b>	<b>2,610</b>	<b>2,494</b>	<b>2,358</b>	<b>2,203</b>	<b>2,521</b>	<b>2,547</b>

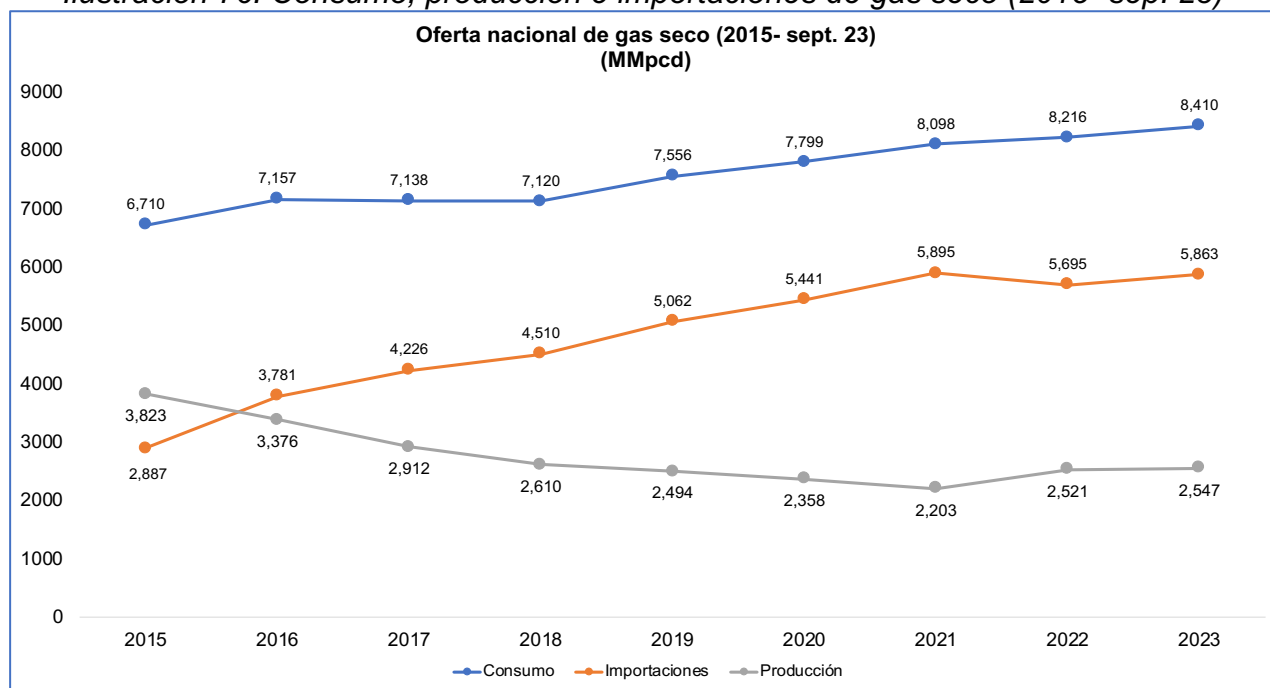
*Fuente: Elaboración propia con datos del Prontuario Estadístico de Gas Natural<sup>195</sup>*

<sup>194</sup> Ibidem, p.40.

<sup>195</sup> Ibidem, p.20.

De esta manera, la Ilustración 76 ejemplifica el panorama por el que cruza la Nación, en el que de manera general muestra la baja producción unida de un alto consumo y soportada por altas importaciones de gas seco.

*Ilustración 76. Consumo, producción e importaciones de gas seco (2015- sept. 23)*

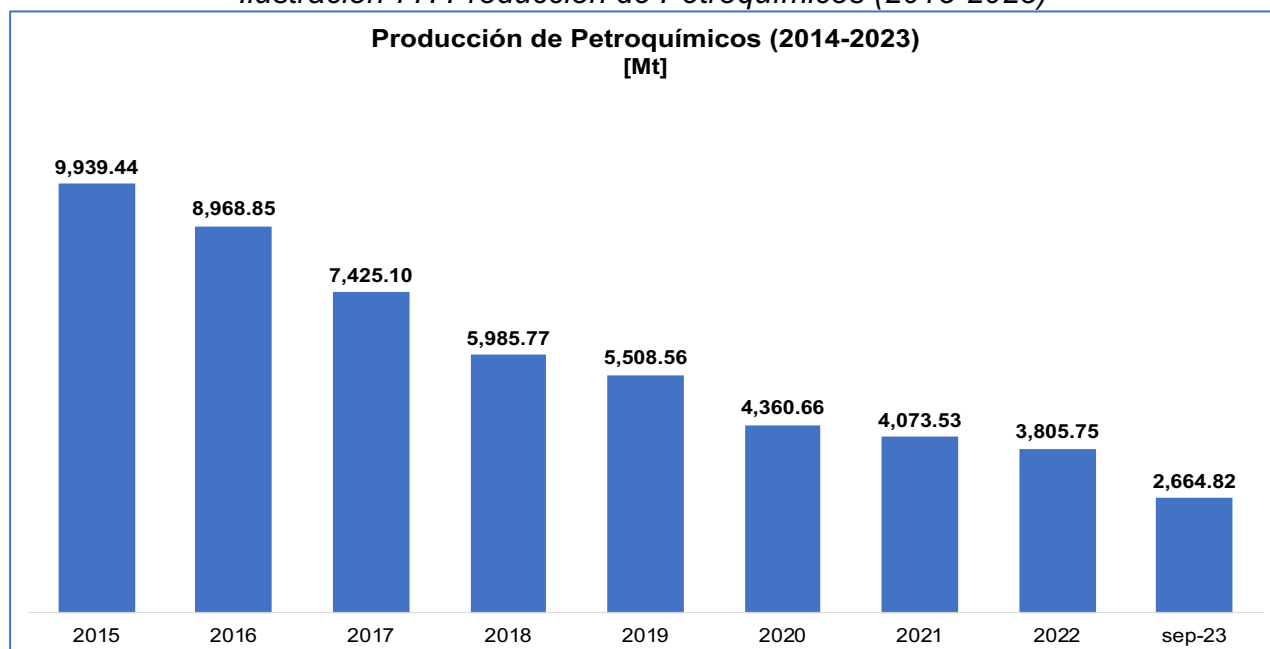


*Fuente: Elaboración propia con datos del Prontuario Estadístico de Gas Natural<sup>196</sup>*

Toda esta situación generó una constante falta de producción de petroquímicos de manera general, como lo representa la Ilustración 77, por lo que manera particular impacto directamente en las cadenas de producción de derivados de metano, etano y aromáticos, como lo muestra la Ilustración 78, la Ilustración 79 y la Ilustración 80 lo que a su vez impacto directamente en algunas industrias previamente señaladas.

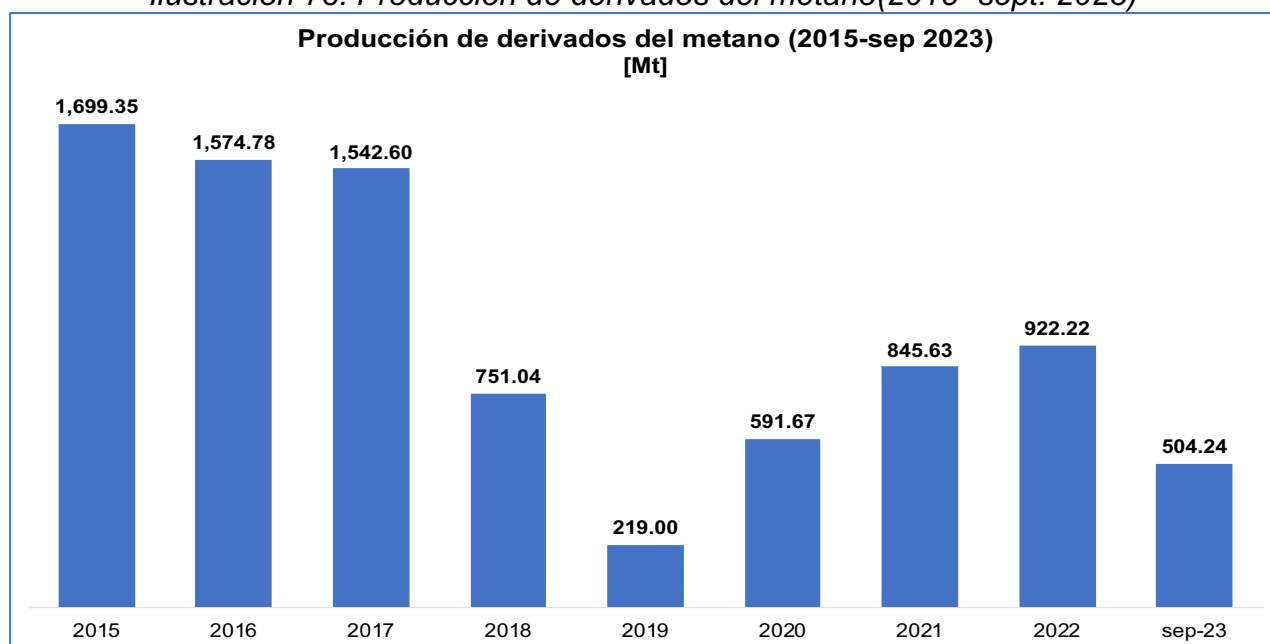
<sup>196</sup> Ibidem, p. 19.

Ilustración 77. Producción de Petroquímicos (2015-2023)



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético<sup>197</sup>

Ilustración 78. Producción de derivados del metano (2015- sept. 2023)



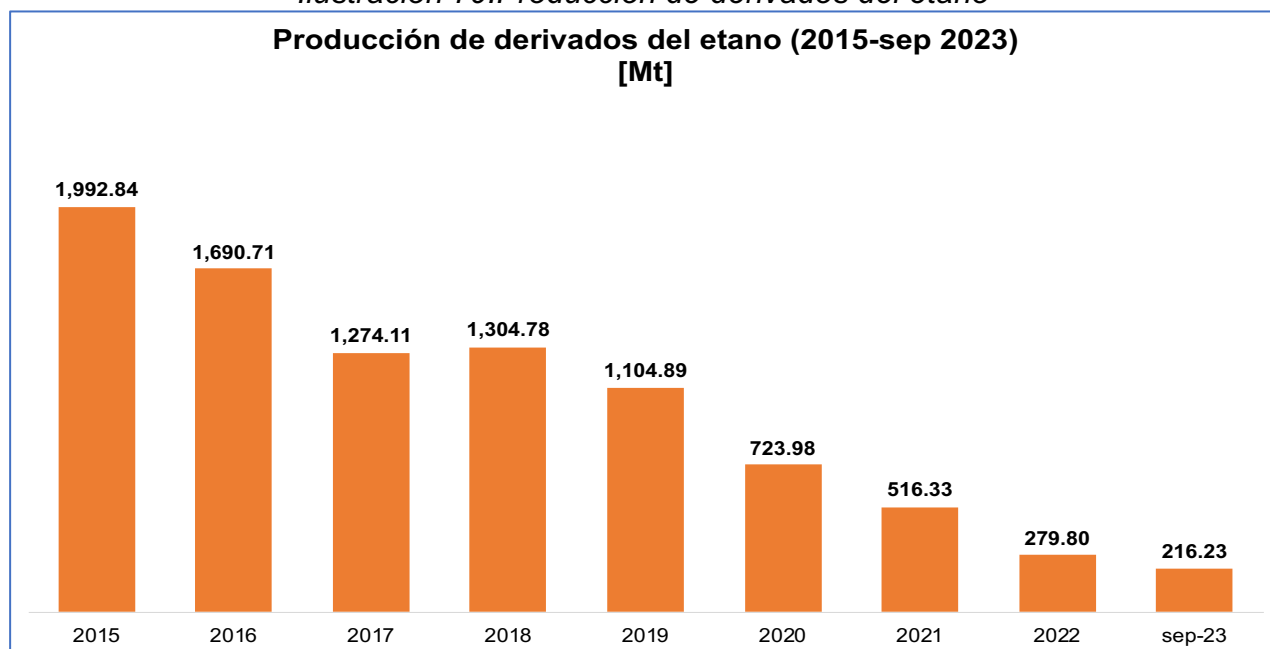
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético<sup>198</sup>

<sup>197</sup> Sistema de Información Energético, Hidrocarburos. (2023).

<sup>198</sup> Idem

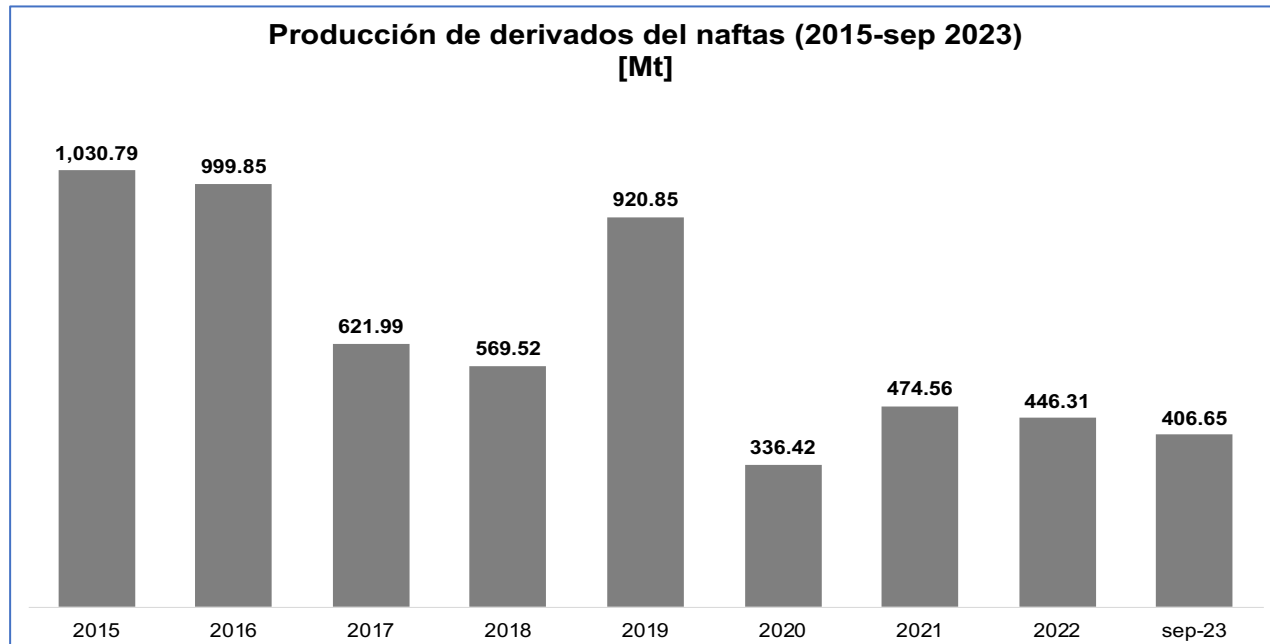


Ilustración 79. Producción de derivados del etano



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>199</sup>

Ilustración 80. Producción de derivados de naftas



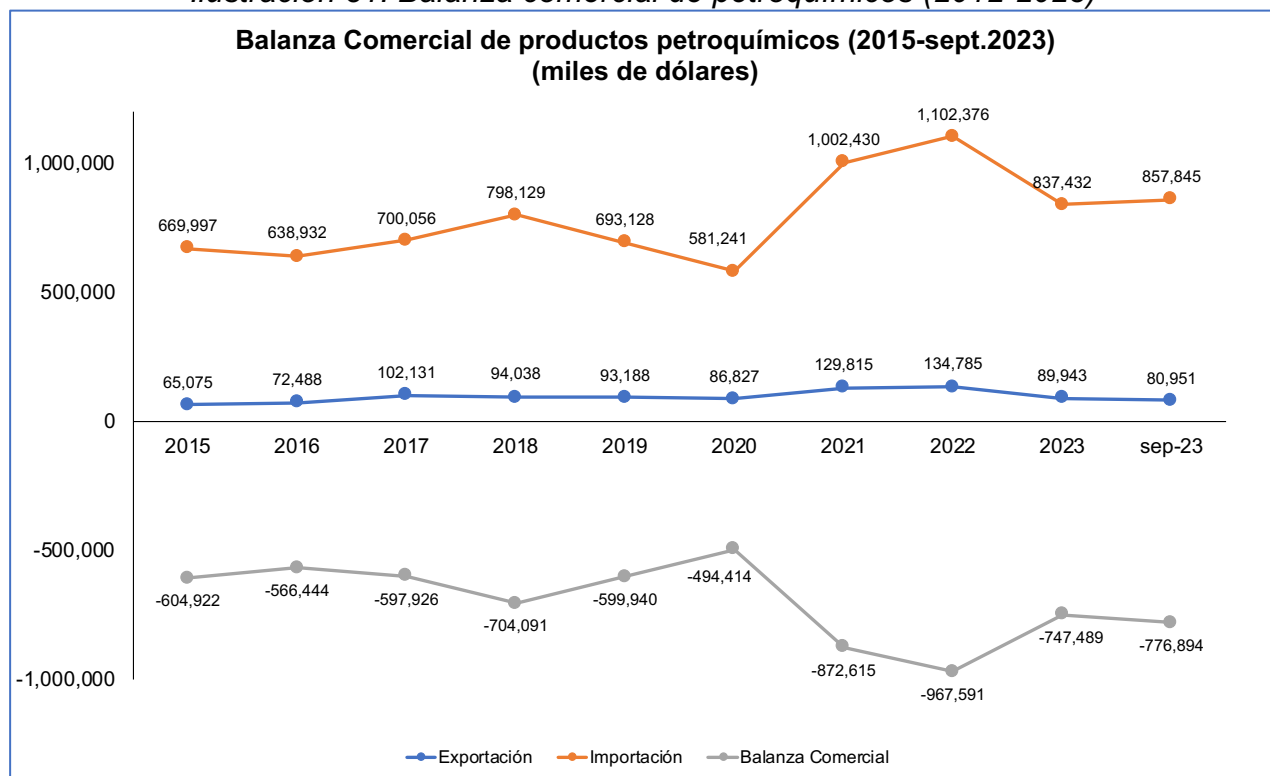
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energético <sup>200</sup>

<sup>199</sup> Idem

<sup>200</sup> Idem

Por otra parte, como consecuencia de la situación anterior la Ilustración 81 muestra como a lo largo de los últimos años, se ha presentado un déficit en la balanza comercial, pues en general se presenta un mayor número de importaciones de productos petroquímicos respecto de las exportaciones por lo que analizando los datos más recientes, en septiembre de 2023 se presenta un déficit en la balanza comercial, pues el valor de las exportaciones ascendió a un total de 80.9 Mmusd, mientras que el de las importaciones fue de 857.8 Mmusd, resultando en un déficit de la balanza comercial del 905% en petroquímicos<sup>201</sup> lo que representa la importación del 79%, para poder cubrir la demanda nacional lo que se traduce en la alta dependencia de las importaciones o bien falta de soberanía energética.<sup>202</sup>

Ilustración 81. Balanza comercial de petroquímicos (2012-2023)



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco de México

<sup>201</sup> Banco de México. (s.f). Balanza Petroquímicos y de Origen Petroquímico.

<sup>202</sup> Palacios, I. (2023). *Rescate de la petroquímica en México*.

#### 4.2.1 Propuesta para la petroquímica

En el contexto actual, el 24 de octubre de 2023 entró en vigor el decreto por el que se establecen medidas para el combate al mercado ilícito de combustibles, relacionadas con la importación de mercancías reguladas por la Secretaría de Energía, el cual en su artículo 1º dicta: **“...se restringe temporalmente la importación de las mercancías como lo son bencenos, toluenos, xilenos, naftas y demás esto con el objeto de combatir el mercado ilícito de combustibles y el contrabando para evitar el daño inminente a la salud y al medio ambiente; la vulneración a la salud y seguridad de la población aledaña a los centros de manejo de combustibles y el impacto negativo a vehículos particulares y de transporte público...”**<sup>203</sup>

Sin embargo, el artículo 7º del mismo decreto dicta: **“...el abasto en el territorio nacional de las mercancías listadas en el Anexo Único de este decreto será garantizado por el Ejecutivo Federal, por medio del sector centralizado, paraestatal e inclusive de las Empresas Productivas del Estado, quienes deben coordinarse para combatir la problemática de interés nacional antes señalada, y realizar las acciones oportunas para lograrlo...”**<sup>204</sup>

La relevancia del gas natural para la industria petroquímica radica en su papel como materia prima esencial, fuente de energía y factor clave para la competitividad y el desarrollo económico. De esta manera para poder cumplir el objetivo mencionado en el artículo 7º el primer paso a seguir es cubrir la demanda interna de gas natural asegurando el suministro de materia prima a partir de la producción nacional de gas por ende se deben considerar los proyectos gaseros como prioritarios y fundamentales para el desarrollo nacional.

---

<sup>203</sup> Diario Oficial de la Federación.(23 de octubre de 2023). *Decreto por el que se establecen medidas para el combate al mercado ilícito de combustibles, relacionadas con la importación de mercancías reguladas por la Secretaría de Energía.*

<sup>204</sup> Idem

Por ejemplo, Arabia Saudita lleva varios años realizando fuertes inversiones en capacidad de producción petroquímica como garantía de la demanda de petróleo a largo plazo prevista por la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Es así como la petrolera saudí Saudi Aramco y la petrolera francesa Total Energies celebraron un acuerdo de colaboración en la edificación de un extenso complejo petroquímico, siendo la participación de Aramco y Total del 62.5% y 37.5% respectivamente. La nueva instalación, llamada Amiral, inició su construcción en el primer trimestre de 2023 y se prevé que inicie operaciones en 2027, integrándose a la refinería Satorp, ubicada en el puerto saudí de Jubail, permitiendo el tratamiento de gas, nafta, etano y gasolina natural para la producción de químicos de mayor valor añadido.<sup>205</sup>

De igual manera, Irak, busca expandir su presencia en el ámbito petroquímico, inicialmente la asociación para el proyecto Nibras fue acordada con Shell en 2015, pero detenida debido a los conflictos internos en Irak y a la falta de recursos, sin embargo, a principios de este año, se dio a conocer que el proyecto del complejo petroquímico Nibras, valuado en 8,500 millones de dólares, ha resurgido en la agenda gubernamental y su construcción podría iniciar próximamente.

Estas inversiones están de acuerdo con la mayoría de los pronósticos que predicen el éxito de la transición energética, ya que estos señalan que la petroquímica seguirá siendo necesaria durante décadas, pues los insumos derivados de la petroquímica se usan mundialmente en la vida cotidiana y aunque, estamos en vías de la sostenibilidad y sustentabilidad, el cambio de algún producto final en las cadenas industriales resulta complejo por las implicaciones que conlleva.

Por ello, es importante priorizar la industria petroquímica en la próxima agenda energética para alcanzar la soberanía en este sector. Sin una fuente confiable de materia prima, la seguridad y soberanía energética estarían en riesgo, lo que podría resultar en pérdidas para el Estado e industria petroquímica debido a los altos costos de importación. Para

---

<sup>205</sup> Total Energies. (2023). *Amiral Petrochemical Complex*.

satisfacer la demanda actual, es crucial mejorar la capacidad de procesamiento nacional, enfocándonos en la rehabilitación y mantenimiento de la infraestructura existente o bien considerar la adquisición del complejo petroquímico cercano a la Refinería Deer Park o la construcción de uno nuevo, siguiendo ejemplos exitosos de otros países. Adicionalmente, con la rehabilitación de la infraestructura se deberán implementar programas de capacitación y formación especializada para el personal del sector petroquímico, asegurando la disponibilidad de una fuerza laboral altamente calificada y adaptada a las últimas tecnologías.

Finalmente, si se concreta la autosuficiencia energética, se pueden establecer políticas de promoción de exportaciones para impulsar la comercialización de productos petroquímicos mexicanos en mercados internacionales, generando oportunidades de crecimiento económico y fortaleciendo la posición de México en la cadena de suministro global.

#### **4.3 La industria petrolera en sinergia con el medio ambiente.**

La captura, utilización y almacenamiento de carbono (**CCUS**), es una tecnología diseñada para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de fuentes industriales y de energía. La cual, si se concatena con el contexto actual en el que se debe preservar el medio ambiente, se convierte en una especie de salvavidas para algunas de las industrias contaminantes del mundo, como lo es la industria petrolera y en particular la petroquímica.

Además de que importantes entidades, como lo es la Agencia Internacional de Energía (IEA), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y el Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), han desarrollado alentadores escenarios a largo plazo en el cumplimiento de los objetivos climáticos globales en el ámbito energético, basadas en una expansión acelerada de CCUS para contener el incremento de la temperatura global a 1.5°C.<sup>206</sup>

---

<sup>206</sup> International Energy Forum. (2023). *Outlook Comparison Report February 2023*. p. 61

Sin embargo, la industria de petróleo y gas actualmente sufre diversos dilemas en los que la pregunta principal es si puede coexistir una postura de preservación del medio ambiente sin afectar los procesos productivos de dicha industria, por lo que la respuesta radica en el uso de las tecnologías CCUS, ya que la implementación de esta tecnología permite a las industrias minimizar sus emisiones sin tener que reducir su uso o producción de combustibles fósiles.

Por otra parte, en el último informe de evaluación del Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático señala que el despliegue de tecnologías de eliminación de dióxido de carbono son inevitables si se quieren lograr emisiones cero netas, por lo que estos métodos son esenciales para abordar el problema del aumento de CO<sub>2</sub> en la atmósfera y mitigar el cambio climático al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el uso correcto debería estar enfocado en utilizarse para complementar, no reemplazar, una acción más amplia de mitigación de carbono. Los principales métodos usados en la captura de dióxido de carbono son la postcombustión, precombustión y oxidación y sus características son las siguientes: <sup>207</sup>

**a) Postcombustión:**

- **Proceso:** Este método se aplica después de la combustión del combustible. Los gases de escape ricos en dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se capturan utilizando solventes específicos, como aminas, que absorben selectivamente el CO<sub>2</sub>.
- **Captura:** Se lleva a cabo en una torre de absorción, donde los gases de escape entran en contacto con el solvente. El CO<sub>2</sub> es absorbido, y luego el solvente cargado con CO<sub>2</sub> se separa y se regenera en una torre de desorción.
- **Almacenamiento:** Finalmente, el CO<sub>2</sub> puro se comprime y almacena para su transporte o utilización.

---

<sup>207</sup> International Energy Agency. (s.f). Timely advances in carbon capture, utilisation, and storage.

### **b) Precombustión:**

- Proceso: En este caso, la captura de CO<sub>2</sub> ocurre antes de la combustión. En sistemas de gasificación, el combustible sólido o líquido se convierte en gases de síntesis (una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono) a través de la reacción con un agente gasificante.
- Separación: El CO<sub>2</sub> se separa del gas de síntesis antes de la combustión mediante métodos como la absorción con solventes o procesos de membrana.
- Combustión: El hidrógeno resultante se quema en presencia de oxígeno, produciendo energía, mientras que el CO<sub>2</sub> se captura antes de liberarse.

### **c) Oxidación:**

- Proceso: En este método, se quema el combustible en una atmósfera de oxígeno puro en lugar de aire. Esto resulta en una corriente de gas de combustión que consiste principalmente en vapor de agua y CO<sub>2</sub>, facilitando la captura del CO<sub>2</sub>.
- Separación: El vapor de agua se condensa, y el CO<sub>2</sub> se separa fácilmente, dejando una corriente de gases más concentrada en CO<sub>2</sub> para su posterior almacenamiento.
- Almacenamiento: Al igual que en otros métodos, el CO<sub>2</sub> capturado se comprime y almacena.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, las instalaciones actualmente operativas equipadas con CCUS pueden capturar alrededor del 90% del CO<sub>2</sub> presente en los gases de combustión.<sup>208</sup> Por tal motivo y condicionando a sus características, se pueden implementar sistemas con método de postcombustión u oxidación tanto en plantas nuevas como en instalaciones preexistentes que inicialmente carecían de estos sistemas, con tan solo una reconfiguración en su infraestructura.

---

<sup>208</sup> International Energy Agency. (s.f). Carbon Capture, Utilisation and Storage.

De igual forma se puede utilizar el método de precombustión; sin embargo, las características del método de precombustión demandan ajustes más significativos en la operación de la instalación, lo que hace que sean más apropiados para proyectos de construcción recientes.

#### **4.3.1 Propuesta en relación con la captura, utilización y almacenamiento del CO<sub>2</sub>.**

En los últimos años, se ha impulsado el desarrollo de la tecnología CCUS derivado del fortalecimiento de los objetivos climáticos y de un mayor apoyo político para la tecnología en todo el mundo. En 2023, de acuerdo con el Instituto Global de CCUS se han agregado 198 nuevas instalaciones CCUS a la cartera de proyectos a nivel mundial, lo que eleva el total global de proyectos CCUS a 41 en operación, 26 en construcción y 325 en desarrollo.

Otro punto al que también hace mención dicha institución es que Estados Unidos lidera la lista de los países con mayores proyectos de CCUS, pues cuentan con una amplia disponibilidad de la red de oleoductos de CO<sub>2</sub> que satisfacen la demanda de proyectos de recuperación mejorada de petróleo con CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) los cuales son financiados con fondos públicos.<sup>209</sup>

Ahora bien, tomando en cuenta las características que presentan los métodos de captura, utilización y almacenamiento de carbono, en el caso específico de México, la ruta que se debe tomar se dirige en relación con la infraestructura con la que actualmente se cuenta, en el caso de nuestras centrales eléctricas, complejos petroquímicos y bien las refinerías. La opción ideal para poder cumplir los compromisos de mitigación de CO<sub>2</sub> en los que México está involucrado de una manera más rápida es la implementación gradual de CCUS priorizando los métodos de postcombustión y oxcombustión, pues solo se necesitaría una inversión en la reconfiguración de las instalaciones. En consecuencia, se obtendrían grandes volúmenes de captura de dióxido de carbono mismo que podría ser transportado por los poliductos marinos hasta las plataformas costa afuera y ser inyectado

---

<sup>209</sup> Global CCS Institute. (2023). Global Status of CCS Report 2023.



a grandes profundidades en formaciones geológicas subsuperficiales adecuadamente seleccionadas o bien en yacimientos abandonados donde se lo puede almacenar en forma segura.

Otro uso que se le puede dar al dióxido de carbono es como reductor de viscosidad del petróleo en un proceso conocido como recuperación mejorada de petróleo (EOR) con el fin de incrementar el factor de recuperación. Según el Instituto Global de CCUS y el Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA), casi tres cuartas partes del dióxido de carbono capturado se reinyecta en los campos petroleros, lo que hace que más del 70% de proyectos de captura de carbono a nivel mundial estén enfocados en la recuperación mejorada de petróleo.

Adicionalmente, otra particularidad de los CCUS es que su uso puede ser aplicado en capturar directamente el dióxido de carbono de la atmósfera, aspirando aire mediante ventiladores y haciéndolo pasar a través de un entorno compuesto por solventes sólidos o disolventes líquidos. Sin embargo, esta práctica consume más energía y por tanto, es más cara, ya que el CO<sub>2</sub> tiene una concentración mucho menor en la atmósfera que en los gases de combustión.

No obstante, hay que recordar que México tiene compromisos en materia ambiental a cumplir como plazo máximo en 2030, por ende, si desea asegurar las metas comprometidas tiene que echar mano de tecnologías que faciliten el cumplimiento de estas, por lo que se deberá analizar la viabilidad de la implementación de proyectos de CCUS.

Derivado de estas necesidades la implementación de tecnologías de mitigación de gases de efecto invernadero, será necesario que se le otorgue un sentido de prioridad en el próximo Plan Nacional de Desarrollo y por ende en el próximo Plan Sectorial de Energía en el que principalmente se retome la idea de crear el Centro Mexicano de CCUS, como brazo técnico para la realización de algunas de las actividades de investigación, desarrollo tecnológico y ejecución de proyectos de este ámbito.

Adicionalmente, se deberá robustecer la normatividad vigente, por lo cual se debe reformar la Ley de Transición Energética o la Ley General de Cambio Climático, adicionando artículos que prevean la implementación y financiación de infraestructura; como parte del cumplimiento en las recién actualizadas metas de mitigación de gases de efecto invernadero del sector energético; con el fin de que normen los proyectos de recuperación mejorada o bien su utilización y asimismo en la que se designe responsabilidades a los diferentes autores del sector energético como, por ejemplo:

### **Capítulo VII. Infraestructura**

***“Art. 1º: La Secretaría y el Centro Mexicano de CCUS otorgarán soporte técnico en el análisis, monitoreo y propuestas de las políticas relevantes en infraestructura de mitigación de GEI, alineando los objetivos con otros actores relevantes y no participantes del sector.***

***“Art. 2º: Las Empresas Productivas del Estado deberán establecer proyectos estratégicos con instituciones del sector público que coadyuven en desarrollar instrumentos de planeación, regulatorios y normativos que faciliten la integración de nuevas tecnologías de mitigación de GEI.***

***Art. 3º: Las Empresas Productivas del Estado deberán identificar, remediar y reportar los procesos en los que se emita una mayor cantidad de emisiones GEI; mismos que serán publicados en el reporte de avance de energías limpias.***

Adicionalmente, se deben crear colaboraciones internacionales en la que países líderes en el ámbito como lo es Estados Unidos puedan brindar estrategias que impulsen y faciliten la implementación de la tecnología apoyada de información técnica y económica para que en consecuencia den paso a la realización de los proyectos piloto en captura y recuperación mejorada de CO<sub>2</sub> como en su momento lo fue el proyecto de EOR-CO<sub>2</sub> en el campo Brillante, al sureste de México (Petróleos Mexicanos) y la Planta Piloto de Captura en la Central de Poza Rica, Veracruz (Comisión Federal de Electricidad).

#### **4.4 Los retos tecnológicos y la normatividad aplicable con enfoque en la Transición Energética.**

El principal reto de la industria petrolera en el camino hacia la transición energética soberana es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y metano, las cuales tienen un grave impacto en el medio ambiente y aunque existen increíbles tecnologías de mitigación de gases de efecto invernadero surge una nueva problemática, la cual radica con el costo que dichas tecnologías implican, pues suelen venir acompañadas de grandes costos derivado del poco tiempo en el mercado y la complejidad que significa su implementación.

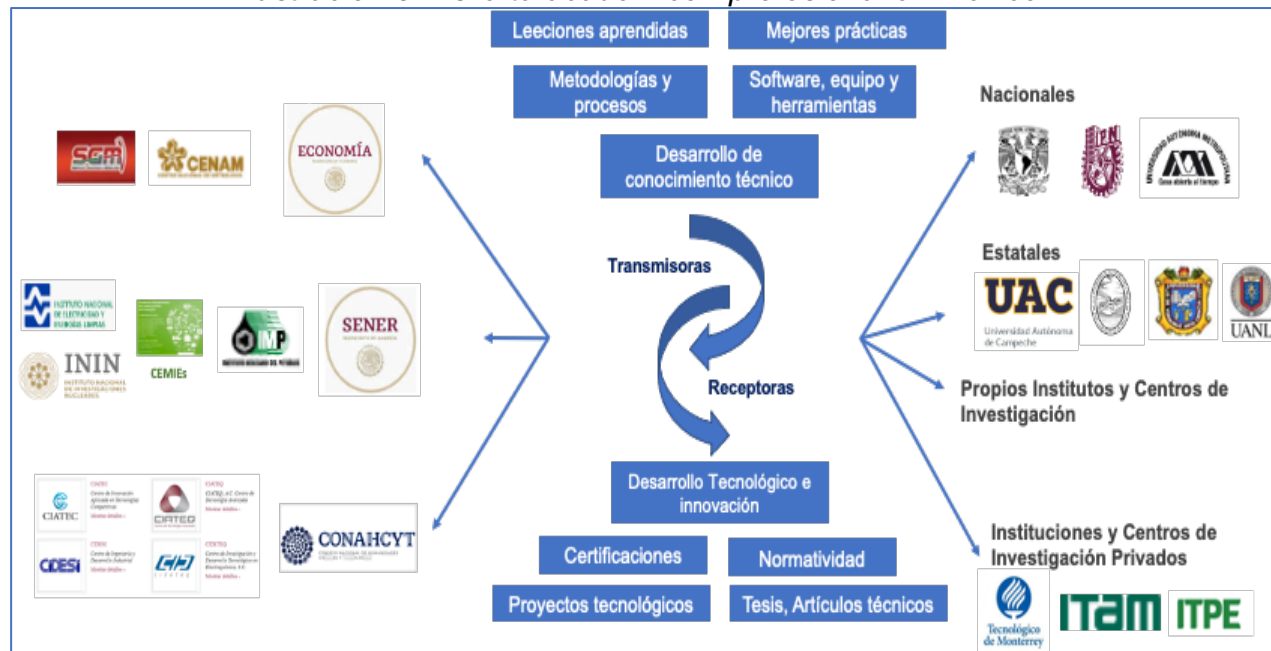
En solución a la problemática anterior, se necesita crear una relación académico-profesional con distintos sectores del país en la que la base de las investigaciones o bien de las innovaciones tecnológicas sea una colaboración compuesta, por una parte, de estudiantado y una mayor parte expertos provenientes de distintas entidades públicas o bien expertos del sector a estudiar. Esta sinergia generaría un amplio marco de oportunidades para ambas partes, pues las organizaciones estudiantiles podrían resultar beneficiadas con la expedición de certificaciones, la adquisición de software o equipo y la inclusión en proyectos tecnológicos, lo cual podría desencadenar en la publicación de tesis o artículos técnicos como lo muestra la Ilustración 82.

Por otra parte, las dependencias encargadas de llevar a cabo este tipo de proyectos como líder de un proyecto resultarían beneficiadas con la conclusión de sus proyectos y la formación de capital humano aplicable en el sector, la cual impactaría directamente con una reducción en la tasa de desempleo la cual según datos de Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática al segundo trimestre de 2023 (2T2023) asciende a 1.7 millones de personas en situación de desempleo.

Esta sinergia es potencialmente posible de llevar a cabo debido a que en particular México cuenta con prestigiosas universidades consideradas en los rankings a nivel mundial como lo es la Universidad Nacional Autónoma de México, el Instituto Tecnológico y Estudios Superiores de Monterrey o el Instituto Politécnico Nacional, adicionalmente cuenta con importantes centros de investigación públicos como lo es el Consejo Nacional de

Humanidades, Ciencias y Tecnologías o bien el Instituto Mexicano del Petróleo por lo que la oferta académica y profesional es amplia.

*Ilustración 82. Oferta académico - profesional en México.*



*Fuente: Elaboración propia*

#### 4.4.1 Propuesta en favor del desarrollo tecnológico del país.

La solución a dicha problemática radica en la reactivación de los fondos de investigación creados en 2008 (**Fondo CONACYT-SENER-Hidrocarburos**, **Fondo CONACYT-SENER-Hidrocarburos para formación de recursos humanos**, **Fondo de Investigación Científico y Desarrollo Tecnológico del IMP** y **Fondo CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética**) los cuales tenían como finalidad impulsar la investigación y desarrollo tecnológico en el ámbito energético. Sin embargo, derivado del mal manejo, el desvío de recursos financieros y la falta de seguimiento a los proyectos, estos serían cancelados en el 2020.

La propuesta a establecer gira en torno a un marco integral en el que se asegure la eficacia, transparencia y sostenibilidad a largo plazo de las becas de desarrollo tecnológico, con medidas específicas para prevenir la corrupción y maximizar el impacto

positivo en el desarrollo del país. De esta manera se debe realizar un análisis exhaustivo de las necesidades tecnológicas del país y alinear los fondos con las áreas prioritarias, estableciendo mecanismos que evalúen el impacto a corto, mediano y largo plazo de las becas en el desarrollo de proyectos del país, la economía y la formación de profesionales altamente capacitados. Esto garantizará que los recursos se asignen estratégicamente y desarrollará metas e indicadores que midan el éxito del desarrollo tecnológico nacional.

Posteriormente, se deberá constituir una entidad independiente encargada de administrar y supervisar los programas en los que derive. Esta entidad deberá operar de manera transparente implementando auditorías externas e internas de forma periódica para garantizar la integridad del proceso y prevenir posibles prácticas corruptas, rindiendo cuentas al gobierno y a la sociedad mediante la divulgación regular de informes sobre el uso de fondos, logros obtenidos y lecciones aprendidas.

Adicionalmente, es necesario implementar un sistema de supervisión continuo para evaluar el progreso de los proyectos financiados. Esto permitirá realizar ajustes según sea necesario y asegurar que los fondos se utilicen de manera efectiva. Dichos recursos financieros provendrán de los ingresos que se obtengan a partir de la renta petrolera o bien de los avances tecnológicos comerciables en el mercado (venta de patentes) por lo que la asignación de fondos deberá ser de manera gradual, vinculados al progreso y logros concretos de los proyectos garantizando un uso eficiente de los recursos estimulando el avance continuo de los proyectos.

#### **4.4.2 Propuesta para mejora del Sistema de Información Energético.**

Derivado de la realización de esta tesis, surge una problemática, la cual gira en torno al momento de recopilar información, ya que las fuentes de consulta de información oficiales difieren en los resultados que presentan mensualmente. Actualmente, existen varias páginas de consulta de información como la Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos, el Sistema de Información de Hidrocarburos, el apartado de estadísticas del Fondo Mexicano del Petróleo o el Sistema de Información Energética. Sin embargo, esta última página, aunque recopila toda la información del sistema energético, esta no se encuentra homologada.

A partir de esta problemática es necesario establecer un sistema integral de recopilación de datos en la que se implemente un protocolo unificado para la recopilación de información sobre reservas y producción de hidrocarburos y demás estadísticas energéticas, asegurando la participación de todas las entidades involucradas en la industria energética. Además, se debe establecer un ente autónomo responsable de verificar y validar la información recopilada, garantizando transparencia y objetividad. Este organismo sería clave para homologar estándares y metodologías, asegurando la coherencia en los datos publicados. Finalmente, se debe trabajar en la actualización y mejora del Sistema de Información Energético, creando una interfaz más amigable con el consultor, calendarizando las fechas de publicación.

## 5. Conclusiones

El resultado de esta tesis es la presentación de un análisis histórico, técnico y regulatorio de las transformaciones normativas en la industria petrolera en México, en el que se revela un panorama complejo marcado por cambios significativos a lo largo del tiempo. La comprensión de estos elementos analizados proporciona una base sólida para la formulación de una propuesta de política energética a futuro, ya que los datos destacan que la normatividad en la industria de los hidrocarburos es muy reciente y por ende tiene muchas brechas en las que aún se tienen oportunidades de mejora.

La comparación entre la legislación petrolera de la Reforma Energética de 2013 y el proyecto actual de soberanía energética en México consiguió mostrar las amplias divergencias fundamentales en enfoques y objetivos, pues la Reforma Energética de 2013 como primer paso para la consolidación de la normatividad de la industria buscaba abrir la industria a la inversión privada y fomentar la competencia sin tener el 100% de los riesgos económicos, ambientales y técnicos, sin embargo, la implementación de la reforma se encontró con un marco regulador nuevo y una burocracia lenta, lo que dificultó la entrada eficiente de nuevas inversiones además dicha reforma coincidió con una significativa caída en los precios internacionales del petróleo, reduciendo el atractivo de las inversiones en el sector energético mexicano. En términos generales la volatilidad del mercado afectó negativamente la percepción de riesgo y el retorno sobre la inversión. No obstante, se lograron algunas inversiones y contratos, aunque los resultados en términos de producción y exploración no fueron tan significativos como se esperaba ya que no alcanzaron los niveles proyectados.

A la fecha, de las 104 áreas contractuales otorgadas, 4 de ellas han sido devueltas y 20 están en proceso de devolución, solo 34 contratos aportan producción y está apenas asciende a casi el 10% de la producción nacional, por lo que de manera general los resultados de la reforma energética destacan por la poca producción de hidrocarburos, la nula restitución de reservas y sobre todo el descuido de la industria de petrolíferos, ya que, tras la implementación de la reforma, se observó un aumento en la importación y una

disminución significativa en la producción de refinados lo que impactó negativamente en la seguridad energética del país, convirtiéndolo en un importador generando controversias sobre la soberanía energética del país y aunque el abandono de las inversiones en este rubro viene desde 2004, el problema radica en la falta de diagnóstico de la industria, pues se arrastró un problema que se tenía que haber previsto.

De manera particular, en el sector upstream la estrategia que tomó la reforma energética fue la equivocada, pues al solo depender de la exploración y extracción de las empresas privadas, derivó en graves complicaciones. Al contrario, la actual política priorizó la exploración y restitución de reservas con el fin de aumentar la producción nacional por méritos propios (Pemex) y aunque estas dos políticas no completaron sus metas de producción al 100%, en un futuro no muy lejano debe continuarse con el apoyo a las empresas nacionales, pues mientras los resultados de los contratos no contribuyan de amplia manera no se puede depender de estos contratos ni mucho menos de importaciones.

Por otro lado, el sector midstream es el que ha tenido una mayor parte de ventajas, pues con la Reforma Energética se realizaron varios proyectos de expansión de gasoductos, además se implementó una Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos y Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en la que se preveía almacenar petrolíferos para estar preparados ante cualquier situación de emergencia. Por otro lado, el gobierno de la Cuarta Transformación priorizó el tema de la refinación, pues rehabilitaría y modernizaría el Sistema Nacional de Refinación, concluyendo sus labores con la compra y construcción de 2 nuevas refinerías. Derivado de todos los resultados de este sector, podemos decir que el cuidar la producción y almacenamiento de petrolíferos es la acción que preservara la seguridad energética del país y aunque mundialmente la industria energética está en vías de migrar al uso de fuentes de energía

La política actual, apuesta por un proyecto en el que los recursos se enfoquen en el fortalecimiento a las empresas productivas del estado (***Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad***), con el fin de tratar de revertir algunos de esos



cambios generados por la Reforma Energética el cual es más viable en ciertos aspectos pero también tiene limitaciones. Este enfoque garantiza que el control y los beneficios de los recursos energéticos permanezcan en manos del Estado, lo cual es crucial para la soberanía energética y la seguridad nacional a esto se suma que Pemex y CFE son instituciones con una larga historia y experiencia en el sector.

Esta visión enfocada en centrarse en las empresas estatales canalizó las inversiones directamente para la modernización de infraestructuras y la adopción de nuevas tecnologías. Sin embargo, uno de los problemas más evidentes que presentan estas empresas es que a lo largo de varios años se han enfrentado a problemas financieros y de eficiencia que necesitan ser abordados. Es por ello que al reducir la dependencia del capital privado, se minimiza la exposición a fluctuaciones del mercado y a los intereses de inversionistas extranjeros. No obstante, la capacidad del Estado para financiar estas inversiones por sí solo es limitada, lo que puede restringir el alcance y la velocidad de la modernización.

Adicionalmente otro problema evidente radica en que las empresas estatales suelen enfrentar desafíos en términos de gestión eficiente y transparencia por lo que si desea una mejora de proyectos, finanzas y por ende de la salud de la empresa es esencial implementar reformas internas que mejoren la gobernanza y la rendición de cuentas para evitar corrupción y mala administración.

Ahora bien, estas dos políticas buscaban una mejora del panorama energético en México con en base a dos diferentes soluciones, sin embargo, los hechos demuestran de manera general que de las dos crisis de precios a nivel mundial en 2015 y 2021, la estrategia de apoyo a las empresas nacionales generó que no se desestabilizara la industria petrolera mexicana. Por lo que después del análisis de estas dos políticas energéticas, es importante señalar que el futuro de la industria petrolera en México dependerá de encontrar un equilibrio entre la participación privada y la gestión estatal, en la que se pueda equilibrar la atracción de inversiones con la preservación de la soberanía y la sostenibilidad

ambiental, pues hay que recordar que los contratos vigentes seguirán siendo efectivos por varios años más.

Por otra parte, la transición hacia fuentes renovables deberá crear sinergias entre la eficiencia técnica, la equidad regulatoria y la visión a largo plazo, delineando un camino que promueva la estabilidad, la innovación y el desarrollo sostenible pues también será clave para el panorama de la industria petrolera mexicana. Sin embargo, la transición energética es un desafío complejo que requiere una estrategia bien diseñada, considerando factores tecnológicos, económicos, ambientales y sociales.

De manera general la industria petrolera, con su infraestructura establecida, conocimiento técnico y capacidad económica, puede y debe desempeñar un papel crucial en esta transición. La industria petrolera mexicana posee una infraestructura robusta y una base tecnológica avanzada que pueden ser aprovechadas para desarrollar fuentes de energía alternativas. De manera específica las plataformas de extracción, las refinerías y las redes de distribución pueden adaptarse para integrar y distribuir energía renovable. Además, de que las empresas petroleras ya tienen la experiencia técnica necesaria para manejar proyectos de gran escala y alta complejidad, lo que facilita la implementación de nuevas tecnologías energéticas.

Retomando en cierto punto el tema económico las compañías petroleras tienen un acceso significativo a capital y recursos financieros que pueden redirigir hacia la investigación y desarrollo de energías renovables. Las inversiones en tecnologías como la captura y almacenamiento de carbono (CCUS), la energía eólica y solar, y la infraestructura de hidrógeno pueden ser financiadas más fácilmente por estas empresas debido a sus balances sólidos y su capacidad de atraer inversión externa.

A este hecho se suma que la dependencia de México en los ingresos del petróleo hace que la diversificación hacia energías renovables sea no solo deseable, sino necesaria. La industria petrolera debe liderar esta diversificación, creando nuevas oportunidades de empleo y desarrollo económico en sectores emergentes. Esta transición también ayudaría

a mitigar los riesgos económicos asociados con la volatilidad de los precios del petróleo y la disminución de las reservas de combustibles fósiles. Es por ello, que la participación activa de la industria petrolera en la transición energética es crucial para cumplir con los compromisos de México en el Acuerdo de París y otras iniciativas internacionales de reducción de emisiones. Las empresas petroleras pueden contribuir significativamente a la reducción de emisiones mediante la adopción de prácticas más limpias y la inversión en tecnologías de energía renovable. Además, pueden liderar esfuerzos en eficiencia energética y la reducción de la huella de carbono en toda la cadena de valor.

La colaboración entre el gobierno y sociedad privadas en la industria petrolera es esencial para crear un marco regulatorio que fomente la transición energética, políticas de incentivos, subsidios a la investigación y desarrollo, y regulaciones que promuevan la sostenibilidad acelerando este proceso. Finalmente, la industria petrolera puede mejorar su imagen y cumplir con sus responsabilidades sociales y ambientales liderando la transición hacia un futuro energético más sostenible. Esto no solo beneficiará a la sociedad en general, sino que también reforzará la posición de las empresas petroleras como actores responsables y comprometidos con el bienestar del país y del planeta.

## Abreviaturas y Siglas

<b>ANP</b>	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>APPM</b>	Asociación de Productores de Petróleo en México
<b>ATERI</b>	Aseguramiento Técnico y la Reducción de Riesgos en Inversiones
<b>CCUS</b>	Carbon Capture, Utilisation and Storage
<b>CEE</b>	Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
<b>CENAGAS</b>	Centro Nacional de Control de Gas Natural
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CIEPs</b>	Contrato Integral de Exploración y Producción
<b>COP</b>	Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
<b>COPFs</b>	Contrato de Obra Pública Financiada
<b>CPEUM</b>	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
<b>CNC</b>	Confederación Nacional de Campesinos
<b>CNH</b>	Comisión Nacional de Hidrocarburos
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
<b>CONAHCYT</b>	Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías
<b>CPG</b>	Complejos Procesadores de Gas
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>CTM</b>	Confederación de Trabajadores de México
<b>DOF</b>	Diario Oficial de la Federación
<b>DUC</b>	Derechos de Utilidad Compartida
<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery
<b>EPE</b>	Empresas Productivas del Estado
<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>Hc</b>	Hidrocarburo
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>IEEFA</b>	Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero
<b>IMP</b>	Instituto Mexicano del Petróleo
<b>IEPS</b>	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
<b>IPCC</b>	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
<b>IRENA</b>	International Renewables Energy Agency
<b>IVA</b>	Impuesto al Valor Añadido
<b>Km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados

<b>NDC</b>	Contribución Determinada a Nivel Nacional
<b>m</b>	metros
<b>MAYA</b>	Modelo de Administración de Yacimientos Avanzados
<b>Mbd</b>	Miles de barriles diarios
<b>Mbpce</b>	Miles de barriles de petróleo de crudo equivalente
<b>MMb</b>	Millones de barriles
<b>MMbd</b>	Millones de barriles diarios
<b>Mmbpce</b>	Millones de barriles de petróleo de crudo equivalente
<b>MMdp</b>	Millones de pesos
<b>MMpcd</b>	Millones de pies cúbicos diarios
<b>Mmusd</b>	Millones de dólares
<b>MMMpcd</b>	Miles de millones de pies cúbicos diarios
<b>MMMUSD</b>	Miles de millones de dólares
<b>OPEP+</b>	Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus Aliados
<b>PAE</b>	Período Adicional de Exploración
<b>PIRIDEGAS</b>	Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos
<b>PEP</b>	Pemex Exploración y Producción
<b>POC</b>	Proyecto Optimización Cantarell
<b>PRMS</b>	Petroleum Reserves Management System
<b>PROSENER</b>	Programa Sectorial de Energía
<b>SEC</b>	Securities and Exchange Commission
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SISTRANGAS</b>	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
<b>SHCP</b>	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
<b>SNR</b>	Sistema Nacional de Refinación
<b>SPTRM</b>	Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana
<b>TCLAN</b>	Tratado de Libre Comercio de América del Norte

## Referencias

1. Álvarez de la Borda, J. (2005). *Los orígenes de la industria en México 1900-1925*.
2. Ortega, R. (2016). *La evolución constitucional de la energía a partir de 1917*
3. Meyer, L. (1972). *México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero. 1917-1942*.
4. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. [CPEUM]. Art.27.1917.(México)
5. Martínez Mateo, B.R.(2019). *Análisis y Perspectivas de la Implementación de la Reforma Energética en México* [Tesis para obtener el título de Ingeniera Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México].  
[https://ri.unam.mx/contenidos/analisis-y-perspectivas-de-la-implementacion-de-la-reforma-energetica-en-mexico-3608017?c=467OXA&d=false&q=:\\*&i=3&v=1&t=search\\_0&as=0](https://ri.unam.mx/contenidos/analisis-y-perspectivas-de-la-implementacion-de-la-reforma-energetica-en-mexico-3608017?c=467OXA&d=false&q=:*&i=3&v=1&t=search_0&as=0)
6. Romo, D.(2015). "El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana [Archivo PDF].  
<https://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v46n183/0301-7036-prode-46-183-00141.pdf>
7. Petróleos Mexicanos. Anuarios Estadísticos.
8. Fondo Monetario Internacional
9. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Sistema de Información de Hidrocarburos*. <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
10. Gobierno de México. (2013). *Explicación ampliada de la Reforma Energética* [Archivo PDF].  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion\\_ampliada\\_de\\_la\\_Reforma\\_Energetica1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf)
11. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. [CPEUM]. Art.25,26 y 27.2023.(México)
12. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.(2017). *Impulsando el desempeño de los órganos reguladores en materia energética de México* [Archivo PDF].  
<https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Mexico-Energy-brochure%20-ESP-.pdf>
13. Secretaría de Energía. (2017). *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019* [Archivo PDF].  
<https://rondasmexico.gob.mx/media/2416/anexo-siete.pdf>
14. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.[RLH].2014.(México)
15. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Asignaciones*  
<https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/>
16. Rondas México. (2023). *Administración de Contratos*.  
<https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/>
17. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (01 de junio de 2023). *Comunicado de Prensa 004 Emitido por CNH*. <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-004-emitido-por-cnh-335681?idiom=es>
18. Nahle, R.[@rocionahle].(26 de mayo de 2023). El yacimiento Zama, ubicado en el Golfo de México, operado por Pemex es compartido por la empresa Talos. Grupo Carso de @carloslim adquirió el 49.9% de la empresa Talos en el Zama [Tweet] Twitter [https://x.com/rocionahle/status/1662092859531759617?s=46&t=ITuFe9YnRcj-d\\_MQLb9t1Q](https://x.com/rocionahle/status/1662092859531759617?s=46&t=ITuFe9YnRcj-d_MQLb9t1Q)

19. Ley de Hidrocarburos. [LH].Art. 12, 13 y 28 Transitorio. 2021. (México)
20. Secretaría de Energía.(2015). *Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX* [Archivo PDF]  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55592/Presentacion\\_Ronda\\_Cero.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55592/Presentacion_Ronda_Cero.pdf)
21. Secretaría de Energía. (2017).*Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031* [Archivo PDF]  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325641/Prospectiva de Petroleo Crudo y Petroliferos 2017-2031.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325641/Prospectiva_de_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos_2017-2031.pdf)
22. Secretaría de Energía. (2015). *Ficha Ejecutiva de Migración de Contratos de Servicios* [Archivo PDF]  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55589/Ficha tecnica migracion.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55589/Ficha_tecnica_migracion.pdf)
23. Secretaría de Energía. (25 de noviembre 2022). *Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos y Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/la-secretaria-de-energia-politica-publica-de-almacenamiento-minimo-de-petroliferos-y-el-diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos?idiom=es>
24. Secretaría de Energía. (2023). *Prontuario Estadístico de Gas Natural* [Archivo PDF]  
[https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENER\\_02\\_ProntuarioGNP\\_SEP23.pdf](https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENER_02_ProntuarioGNP_SEP23.pdf)
25. Arévalo, J. (2023). *Introducción a la cadena de valor del sector petrolero de México* [Diapositiva PowerPoint]
26. Rondas México.(2023). *Cifras Relevantes*.  
<https://rondasmexico.gob.mx/esp/cifras-relevantes/>
27. Fondo Mexicano del Petróleo. (2023). Estadísticas.  
<https://www.fmped.org.mx/estadisticas/inicio.html>
28. Martínez, N. (2023). El sector de hidrocarburos: avances, proyectos y Oportunidades de inversión[Diapositiva PowerPoint]
29. Gobierno de México.(2018). *Informe de gobierno de Pedro Joaquín Coldwell* [Archivo PDF]  
[http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2018/10/asun\\_3752001\\_2018\\_1011\\_1539354169.pdf](http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2018/10/asun_3752001_2018_1011_1539354169.pdf)
30. Canal Presidencia Enrique Peña Nieto. (8 de agosto de 2014). *Discurso: Promulgación Reforma Energética* [Archivo de Video]. YouTube.  
<https://www.youtube.com/watch?v=gacf5a22aEA>
31. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.[LOAPF]. Art. 33,fracción V. 2023. (México)
32. Gobierno de México.(2020). *Programa Sectorial de Energía 2020-2024* [Archivo PDF]  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/562631/PS\\_SENER\\_CACEC-DOF\\_08-07-2020.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/562631/PS_SENER_CACEC-DOF_08-07-2020.pdf)
33. Comisión Nacional de Hidrocarburos.(11 de diciembre de 2018). *Comunicado de Prensa 040 Emitido por CNH*. <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-040-emitido-por-la-cnh?idiom=fr>

34. Comisión Nacional de Hidrocarburos.(11 de diciembre de 2018). 70ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH 2018.  
<https://www.gob.mx/cnh/documentos/70-sesion-extraordinaria-del-organo-de-gobierno-de-la-cnh-2018>
35. Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías.(s.f).Sobre la iniciativa de Reforma Eléctrica. <https://conahcyt.mx/pronaces/pronaces-energia-y-cambio-climatico/soberania-energetica-autosuficiencia-y-sustentabilidad/>
36. Bartlett Díaz, Manuel (coord.). (2013). *Estrategia urgente en defensa de la nación. Política energética para que México sea potencia económica en el siglo XXI.*
37. Secretaría de Hacienda y Crédito Público
38. Secretaría de Energía.(16 de agosto de 2023). *Llevamos ahorrados, desde que estamos en el gobierno, como 270 mil millones de pesos por reducir considerablemente el robo de combustible: @lopezobrador\_ [Tweet]* Twitter. [https://twitter.com/SENER\\_mx/status/1691829136673677807](https://twitter.com/SENER_mx/status/1691829136673677807)
39. Diario Oficial de la Federación. *Decreto por el que se establecen medidas para el combate al mercado ilícito de combustibles, relacionadas con la importación de mercancías reguladas por la Secretaría de Energía.*(23 de octubre de 2023). [https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5706285&fecha=23/10/2023#gsc.tab=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5706285&fecha=23/10/2023#gsc.tab=0)
40. Diario Oficial de la Federación. *Decreto por el que se establecen estímulos fiscales en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican.* (27 de diciembre de 2016). [https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5467667&fecha=27/12/2016#gsc.tab=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5467667&fecha=27/12/2016#gsc.tab=0)
41. Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.[LIEPS]. Art. 2, fracción I, inciso D. 2021. (México)
42. Procuraduría Federal del Consumidor. (2023). *Quién es quién en los combustibles.* <https://combustibles.profeco.gob.mx/>
43. Torres, M (2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México* [Diapositiva PowerPoint]
44. Senado de México. (20 de junio de 2023). *Avances, retos y oportunidades en el sector energético de México* [Archivo de Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=nmd4NBllknw>
45. Cid, Munguía. Á.(7- 10 de junio de 2023). *Estrategia para el crecimiento de la producción de hidrocarburos de PEP[Discurso principal].*Congreso Mexicano del Petróleo, México.
46. Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. [LCNH]. Artículo 4,fracción II, fracción IX y fracción X. 2008. (México)
47. Secretaría de Energía.(09 de diciembre de 2018). *Plan Nacional de Refinación.* <https://www.gob.mx/sener/en/articulos/el-gobierno-de-mexico-anuncia-el-plan-de-produccion-de-combustibles-que-asegurara-el-acceso-a-la-energia-y-al-desarrollo-equilibrado>
48. Presidencia de la República.(16 de marzo de 2023). *Versión estenográfica. Conferencia de prensa del presidente Andrés Manuel López Obrador.* <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-conferencia-de->



- [prensa-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-del-30-de-enero-de-2023?idiom=es](#)
49. Canal Rocío Nahle. (13 de septiembre de 2023). *Entrevista con López Dóriga; Dos Bocas y Veracruz* [Archivo de Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=CmJK5JqITQ0&t=29s>
  50. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. (2023). *Sistema de Consulta* <https://www.inegi.org.mx/siscon/>
  51. Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. (1987). *Nuestro futuro común*. [Archivo PDF] <https://www.upv.es/contenidos/CAMUNISO/info/U0506189>
  52. Secretaría de Energía. (27 de junio de 2023). *El proceso de transición hacia energías limpias lleva tiempo. Por eso se decreta que el gas es una energía en transición hacia las energías limpias y no se considera energía sucia o de origen petrolífero: @lopezobrador* [Tweet] Twitter. [https://twitter.com/SENER\\_mx/status/1673717094368813056](https://twitter.com/SENER_mx/status/1673717094368813056)
  53. Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2023). *World Oil Outlook 2045*. [Archivo PDF] [https://vert.eco/wp-content/uploads/2023/10/ES\\_WOO\\_2023.pdf](https://vert.eco/wp-content/uploads/2023/10/ES_WOO_2023.pdf)
  54. International Energy Agency. (2023). *World Energy Outlook 2023*. [Archivo PDF] <https://iea.blob.core.windows.net/assets/42b23c45-78bc-4482-b0f9-eb826ae2da3d/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
  55. Ley de Transición Energética. [LTE]. Artículo Tercero Transitorio. 2015. (México)
  56. Ley General de Cambio Climático. [LGCC]. Artículo Tercero Transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e). 2023. (México)
  57. Diario Oficial de la Federación. *Decreto Promulgatorio del Acuerdo de París, hecho en París el doce de diciembre de dos mil quince*. (04 de noviembre de 2016). [https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5459825&fecha=04/11/2016#gsc.tab=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459825&fecha=04/11/2016#gsc.tab=0)
  58. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f). *Gas Natural y Medio Ambiente*. <https://www.miteco.gob.es/en/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/gas/gas.html>
  59. El País. (06 de julio de 2022). *El Parlamento Europeo respalda el sello verde de la UE al gas y energía nuclear*. <https://elpais.com/economia/2022-07-06/el-parlamento-europeo-respalda-el-sello-verde-de-la-ue-al-gas-y-energia-nuclear.html>
  60. Tatsachen über Deutschland. (s.f). *Pionera en política climática*. <https://www.tatsachen-ueber-deutschland.de/es/alemania-de-un-vistazo/pionera-en-politica-climatica#:~:text=Desde%20mayo%20de%202021%2C%20se,como%20carbón%2C%20petróleo%20y%20gas>
  61. Energy Institute. (2023). *Statistical Review of Energy World* [Archivo PDF] <https://www.energyinst.org/statistical-review>
  62. International Energy Agency. (s.f). Key energy statistics. <https://www.iea.org/countries/spain>

63. Gobierno de México. (2023). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037*. [Archivo PDF]  
<https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2023/Anexo1.pdf>
64. Petróleos Mexicanos. (2023). *Resultados al tercer trimestre del 2023* [Archivo PDF]  
<https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%203T23.pdf>
65. Arévalo, J. (2023). *Administración de Yacimientos* [Diapositiva PowerPoint]
66. Secretaría de Energía. (2023). *Petroquímica* [Archivo PDF]  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento\\_Gas\\_Natural\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf)
67. Banco de México. (s.f). *Balanza Petroquímicos y de Origen Petroquímico*.  
<https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=1&accion=consultarCuadro&idCuadro=CE124&locale=es>
68. Palacios, I. (2023). *Rescate de la petroquímica en México* [Diapositiva PowerPoint]
69. Total Energies. (2023). *Amiral Petrochemical Complex*.  
<https://totalenergies.com/projects/oil/amiral-petrochemical-complex-integrated-satorp-refineryc>
70. International Energy Forum. (2023). *Outlook Comparison Report February 2023* [Archivo PDF]  
<https://www.ief.org/resources/files/reports/outlook-comparison-report.pdf>
71. International Energy Agency. (s.f). *Timely advances in carbon capture, utilisation and storage*.  
<https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems/timely-advances-in-carbon-capture-utilisation-and-storage>
72. International Energy Agency. (s.f). *Carbon Capture, Utilisation and Storage*.  
<https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>
73. Global CCS Institute. (2023). *Global Status of CCS Report 2023*.  
<https://status23.globalccsinstitute.com/>