



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de los resultados de
la Reforma Energética de
México en las actividades de
Upstream.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Mauricio Pérez Uranga

DIRECTOR DE TESIS

Lic. Favio Erazo Barbosa Cano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

AGRADECIMIENTOS

A mis padres **Hilda Y Guillermo** por brindarme el cariño, los recursos y el apoyo incondicional para lograr superarme día a día; por mostrarme que, a pesar de la adversidad, siempre se pueden alcanzar las metas y, sobre todo, por seguir presentes a pesar de la distancia o las circunstancias vividas. Este logro no solo es mío, sino de ustedes también.

A **Mario, Julio y Manuel**, por brindarme su lealtad, apoyo y confianza a través de la gran amistad tan duradera que hemos creado y por los momentos inolvidables que hemos pasado, han sido un elemento importante en mi formación.

Al **Lic. Favio Barbosa** por apoyarme en la creación de este documento y por permitirme apoyarlo en sus clases.

A los sinodales, el **Dr. Néstor Martínez**, el **M.C. Víctor López**, el **Ing. Eduardo Dorantes** y el **M.C. Guillermo Lastra**, por participar en la presentación y revisión del documento.

A la **familia Cárdenas Pérez**, quienes se convirtieron en una familia para mí, por su comprensión y apoyo brindado en un momento difícil de mi vida.

A mis **familiares**, por su presencia, cariño, apoyo, consejo y atenciones que me han brindado en algún punto de mi vida, han sido un elemento clave en mi formación.

A mis **compañeros, amigos y conocidos**, que apoyaron de alguna forma en mi crecimiento personal y académico y, por ende, en el cumplimiento de este logro.

Y finalmente, a la **Universidad Nacional Autónoma de México** que me ha enriquecido con conocimiento desde la preparatoria y que, por medio de la **Facultad de Ingeniería**, pude cumplir mi sueño de estudiar en Ciudad Universitaria. Cada día trataré de superarme y mantener en alto el prestigio que la universidad me ha brindado.

RESUMEN

PEMEX era la única empresa petrolera encargada de realizar todas las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos y, con el paso del tiempo, se fue debilitando económica y técnicamente, siendo las actividades exploratorias las principales afectadas. Esto se reflejó en una disminución en las reservas y en la producción de hidrocarburos a nivel nacional.

Debido a esta situación, el gobierno de México presentó la iniciativa conocida como Reforma Energética, donde dos de sus objetivos primordiales eran reforzar a PEMEX y atraer la inversión de las compañías petroleras del sector privado; aquellas con las mejores capacidades técnicas a nivel internacional. Todo esto manteniendo la posesión de los hidrocarburos de la nación y administrando los nuevos contratos a través de diversas instituciones gubernamentales.

La empresa productiva del Estado (PEMEX) era la única que podía adquirir áreas de manera directa y adquirirían el título de asignación. Mientras que las demás empresas del sector privado debían participar en licitaciones para poder obtener la adjudicación de un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, bajo modalidad de licencia o producción compartida.

La Reforma resultó atractiva para diversas empresas extranjeras líderes a nivel mundial en la industria petrolera, empezaron a trabajar en el territorio nacional no solo en actividades exploratorias, sino también en el incremento de la producción de algunos campos que habían dejado de ser atractivos para la empresa nacional. Además, algunas otras optaron por participar en las licitaciones que buscaban un socio para PEMEX en campos estratégicos del país, o bien, simplemente asociarse con la empresa para participar en licitaciones por contratos.

Hoy en día ya se perciben algunos resultados obtenidos gracias a la Reforma, de tal forma que es imprescindible empezar a analizar el comportamiento de la industria petrolera nacional para poder determinar si los resultados han sido exitosos y saber las áreas de oportunidad. Además, existen dos puntos de vital importancia para el país que se deben desarrollar para impulsar el crecimiento nacional: el desarrollo de proyectos de gas, específicamente en yacimientos shale; y el incremento de la producción de campos maduros a través de procesos más avanzados.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....	I
RESUMEN	III
INTRODUCCIÓN	X
HIPÓTESIS	XII
OBJETIVOS	XII
1. Reforma Energética en México	2
1.1. Contexto histórico	2
1.2. Particularidades de la Reforma	4
1.2.1. Ley de Hidrocarburos	8
1.2.1.1. Asignaciones.....	9
1.2.1.2. Contratos.....	10
1.2.1.3. Migraciones.....	11
1.2.1.4. Asociaciones.....	12
1.2.2. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.....	12
1.2.3. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética	12
2. Industria Petrolera en México.....	15
2.1. Contexto mundial	15
2.2. Estado de la industria nacional.....	18
2.2.1. Reservas	18
2.2.2. Producción.....	21
2.2.3. Índices Nacionales sobre Reservas	24
2.2.3.1. Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR _D)	25

2.2.3.2. Tasa de Restitución Integral (TR _i).....	25
2.2.3.3. Relación Reserva/Producción	26
2.3. Refinación y transporte nacional.....	27
3. Principales resultados de la implementación de la Reforma.....	32
3.1. Exploración	32
3.1.1. ARES.....	32
3.1.2. Evolución de las reservas	35
3.1.3. Pozos perforados.....	37
3.1.3.1. Pozos terrestres	37
3.1.3.2. Pozos marinos	42
3.1.4. Descubrimientos	44
3.2. Producción de hidrocarburos	49
3.2.1. Asignaciones.....	49
3.2.2. Contratos.....	51
3.3. Inversiones.....	58
3.4. Empleos en el sector.....	63
4. Factores vitales para reforzar la industria petrolera del país	68
4.1. Producción de gas.....	68
4.2. Campos maduros.....	73
CONCLUSIONES	80
REFERENCIAS	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Matriz energética de México.	X
Figura 2. Tipos de contratos en la Industria Petrolera.....	10
Figura 3. Cadena de valor de los hidrocarburos después de la Reforma	13
Figura 4. Evolución del GDP, la demanda energética y emisiones de CO ₂	16
Figura 5. Demanda energética mundial por combustible, en escenario SPS.	17
Figura 6. Distribución de las reservas por zona.	20
Figura 7. Distribución de las reservas de aceite por zona.....	21
Figura 8. Distribución de las reservas de gas por zona.	21
Figura 9. Producción nacional de aceite durante el año 2021.....	23
Figura 10. Producción nacional de gas durante el año 2021.	24
Figura 11. Ubicación de refinerías en México.....	27
Figura 12. Distribución geográfica de Oleoductos y Polductos.	29
Figura 13. Distribución geográfica de Gasoductos.....	29
Figura 14. Zonas evaluadas por ARES.	33
Figura 15. Inversiones estimadas de ARES por zona.....	34
Figura 16. Evolución de las reservas desde 2016.....	35
Figura 17. Evolución de las reservas de aceite desde 2016.	36
Figura 18. Evolución de las reservas de gas desde 2016.	36
Figura 19. Número total de pozos perforados.....	37
Figura 20. Zonas terrestres.	38
Figura 21. Distribución de pozos terrestres por zona.	38
Figura 22. Tipos de pozos en zona Tampico-Misantla.	39
Figura 23. Tipos de pozos en zona Cuencas del Sureste.....	40
Figura 24. Tipos de pozos en zona Burgos-Norte.....	41
Figura 25. Tipos de pozos en zona Veracruz.	42
Figura 26. Tipos de pozos en aguas someras.	43
Figura 27. Tipos de pozos en aguas profundas.	44

VII

Figura 28. Descubrimientos ratificados anualmente.	45
Figura 29. Pozos descubridores más relevantes en 2020.	46
Figura 30. Área de asignación AE-0125-Llave.	46
Figura 31. Área de contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.....	47
Figura 32. Representación cartográfica del campo Zama.....	48
Figura 33. Producción de aceite por asignaciones.....	50
Figura 34. Producción de gas por asignaciones.	51
Figura 35. Participación en la producción de aceite por contratos.	53
Figura 36. Participación en la producción de gas por contratos.....	57
Figura 37. Inversión aprobada en planes de Exploración, Evaluación y Desarrollo.	60
Figura 38. Empresas destacadas por contratos e inversiones.	62
Figura 39. Erogaciones en inversión y operación de PEMEX en mmmusd.....	63
Figura 40. Puestos de trabajo sector privado.	64
Figura 41. Plazas ocupadas de Petróleos Mexicanos.	65
Figura 42. Presencia de Jaguar en el país.....	66
Figura 43. Consumo, producción e importación de gas natural en México [mmpcd].	68
Figura 44. Formaciones de shale en América del Norte.	69
Figura 45. Producción de gas natural en Estados Unidos.	70
Figura 46. Producción de shale gas.	71
Figura 47. Precios de exportación de gas estadounidense.....	72
Figura 48. Tipos de recuperación de hidrocarburos.	75
Figura 49. Campos internacionales destacados en EOR.	76
Figura 50. Factores de recuperación promedio.	77
Figura 51. Incrementos esperados en producción de PEMEX en mbd.....	78
Figura 52. Pronóstico de producción de líquidos en mbd.	79
Figura 53. Pronóstico de producción de gas natural en mmpcd.	79

VIII

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Benchmarking de la participación del sector privado en la industria petrolera.	3
Tabla 2. Leyes y reglamentos creados o modificados.	7
Tabla 3. Tipos de Asignaciones en México.	9
Tabla 4. Diferencia en las reservas totales de México.	18
Tabla 5. Diferencia en las reservas totales de aceite.	19
Tabla 6. Diferencia en las reservas totales de gas.	19
Tabla 7. Tasas de restitución por descubrimientos 2020-2021.	25
Tabla 8. Tasas de restitución integral 2020-2021.	26
Tabla 9. Relación Reserva/Producción al 1 de enero de 2021.	27
Tabla 10. Capacidad de proceso de refinerías.	28
Tabla 11. Representación cartográfica del campo Zama.	48
Tabla 12. Producción de aceite de empresas privadas en México.	54
Tabla 13. Producción de gas de empresas privadas en México.	55
Tabla 14. Ofertas de pago en efectivo por empate.	58
Tabla 15. Contratos con mayor inversión acumulada.	61

INTRODUCCIÓN

A través de la historia, como se puede observar en la Figura 1, la economía de México ha dependido en gran medida de la industria petrolera nacional (los hidrocarburos) y, hasta antes del 2013, PEMEX era la encargada de realizar todas las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos. Esto propició a que la empresa, entonces considerada como una empresa paraestatal, empezara a descuidar algunas de sus responsabilidades, siendo la exploración la principal actividad afectada.

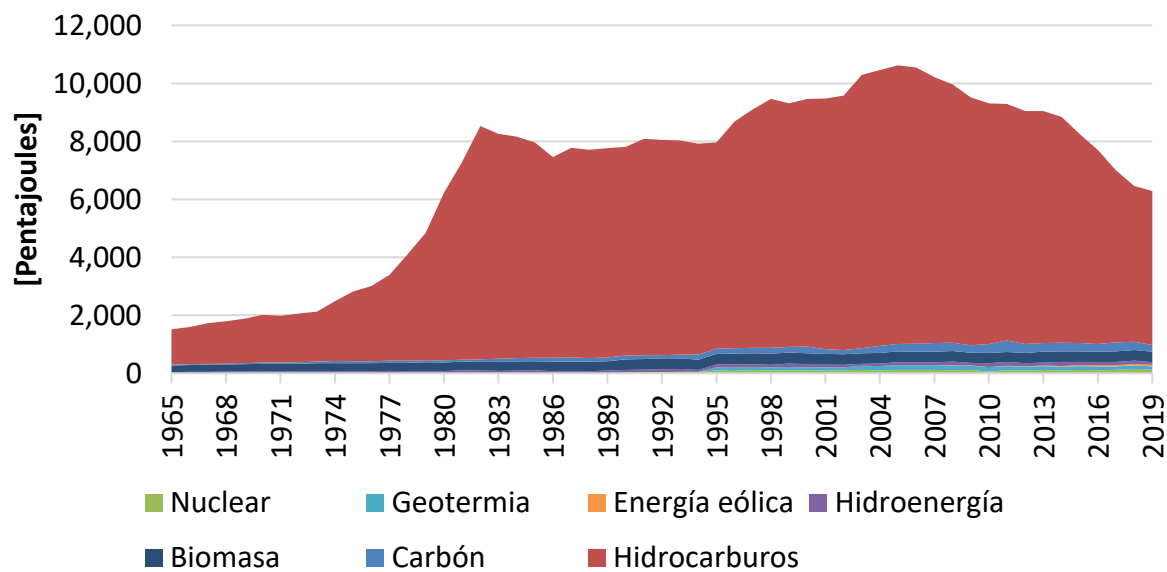


Figura 1. Matriz energética de México.
(Secretaría de Energía, 2021)

Esta falta de exploración en el país, combinada con la declinación de los campos petroleros considerados como maduros, comenzó a verse reflejado como una disminución progresiva de la producción nacional. Por tanto, en el sexenio del presidente Enrique Peña Nieto, se creó una iniciativa conocida como la Reforma Energética.

Con esta iniciativa se esperaba que la inversión de empresas petroleras privadas llegara al país y que se fomentara la actividad exploratoria para poder incrementar la producción. Además, otro punto importante era que PEMEX, ahora nombrada como empresa productiva del estado, tuviera

la oportunidad de asociarse para disminuir los riesgos técnicos y económicos de los proyectos que considerara pertinentes.

Todas las actividades del sector privado estarían regidas bajo nuevos modelos de contratación que el gobierno se encargaría de administrar y aprobar, a través de diversas instituciones. Con todas las nuevas compañías trabajando en el país y desarrollando nuevos proyectos, también se esperaba que los empleos para los mexicanos incrementarían y que la población pudiera verse beneficiada con precios de combustibles más competitivos.

Las expectativas de la Reforma eran muy grandes, por lo cual, es importante analizar y determinar si se han generado resultados favorables y acordes con estas expectativas. Si bien, las actividades petroleras, por cuestiones técnicas y del medio ambiente, tardan tiempo en realizarse, hoy en día existen algunos elementos que pueden evaluarse para estimar el comportamiento de los resultados obtenidos en la industria y, de ser necesario, planear nuevos procesos que apoyen en el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Reforma.

El presente documento explica los factores que llevaron a la creación de esta nueva iniciativa por parte del gobierno mexicano, las creaciones y modificaciones de la legislación, así como el desarrollo que han tenido las actividades del sector privado.

Se analizan elementos clave de la industria petrolera nacional, tales como producción de aceite y gas, evolución de reservas, principales descubrimientos, evolución de los empleos en el país, etc. Y finalmente, se hace una recomendación acerca de dos puntos de vital importancia para el país y para el crecimiento de la producción nacional. Esto puede llevar a México a lograr obtener seguridad energética y empezar a desarrollar nuevos proyectos acordes con la tendencia que ha fijado el mundo hacia una transición a las energías limpias.

HIPÓTESIS

La Reforma Energética de México ha contribuido de forma favorable en la industria petrolera del país, ya que logró generar un incremento en la producción nacional de hidrocarburos, con nuevos descubrimientos comerciales que han sido generados por la inversión extranjera en el país. Además, se ha generado un crecimiento en el desarrollo tecnológico de la industria y se ha fortalecido a Petróleos Mexicanos (PEMEX).

OBJETIVOS

- Determinar si los objetivos de la Reforma, en el sector de hidrocarburos Upstream (exploración y extracción), han cumplido con las expectativas.
- Examinar los beneficios de la Reforma en el sector Upstream de hidrocarburos en México.
- Analizar el sector Upstream de México para establecer acciones que permitan fortalecer la industria mexicana.

CAPÍTULO 1

REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO

1. Reforma Energética en México

1.1. Contexto histórico

En México, durante el sexenio del presidente Lázaro Cárdenas, toda la industria petrolera era controlada por empresas extranjeras. Sin embargo, las condiciones laborales para los trabajadores no eran las óptimas. Esto generó un gran descontento que, posteriormente, evolucionó en una huelga que fue apoyada por el Estado mediante el decreto presidencial expedido el 18 de marzo de 1938, la Expropiación Petrolera.

El decreto manifestaba que el petróleo explotado por 17 compañías extranjeras era propiedad de México, así como todas las instalaciones, equipos e infraestructura que existiera en el territorio nacional y que fuera necesario para poder mantener el control de la producción y comercialización de los hidrocarburos. Posteriormente, el 7 de junio de 1938, se fundó Petróleos Mexicanos (PEMEX) como una empresa paraestatal encargada de ejecutar todas las actividades de la industria petrolera nacional: exploración, extracción, transporte, refinación y comercialización.

Desde entonces, México dependió totalmente de la capacidad de PEMEX para poder satisfacer la demanda energética del país. Además, los precios y el presupuesto de la empresa eran controlados por el poder Ejecutivo y el Congreso Mexicano. Este monopolio estatal creció a tal grado que se convirtió en una empresa petrolera de referencia mundial, principalmente en las actividades de perforación y explotación, tanto en zonas terrestres como en aguas someras.

Con el paso del tiempo PEMEX empezó a tener complicaciones técnicas y económicas que le impedían atender las crecientes necesidades energéticas del país. Además, la falta de competencia en la industria generó una disminución de las inversiones en la cadena de valor de los hidrocarburos, ocasionando una falta de exploración en el país, retrasos tecnológicos e incrementos en las importaciones de gas natural y combustibles.

Debido a estas complicaciones, era evidente que México debía abrir el mercado petrolero a la inversión extranjera para poder fortalecer su industria y a PEMEX; para que fuerza capaz de crecer y adaptarse a los nuevos retos que se presentaban.

Fue entonces que se presentó una iniciativa para reformar diversos artículos de la Constitución Mexicana de los Estados Unidos Mexicanos y crear o modificar algunas leyes secundarias de apoyo. A esta iniciativa se le conoce como la Reforma Energética, que principalmente cambiaría la participación de la iniciativa privada en la industria petrolera mexicana, tomando en consideración las mejores prácticas internacionales (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Benchmarking de la participación del sector privado en la industria petrolera.

		Arabia Saudita	Brasil	Colombia	Cuba	Noruega	México
Exploración y Producción	Concesiones + Asociaciones con terceros	SI	SI	SI	SI	SI	NO
	Empresa estatal con operaciones internacionales en Upstream	SI	SI	SI	-	SI	NO
Refinación, Petroquímica y Comercialización	Asociaciones	SI	SI	SI	SI	SI	NO
	Participación privada o extranjera en refinación	SI	SI	SI	SI	SI	NO
	Múltiples empresas y precios liberalizados en combustibles	NO	SI	SI	NO	SI	NO
	Empresa estatal con operaciones internacionales	SI	SI	NO	NO	SI	SI

Adaptado del Senado de la República, 2013.

1.2. Particularidades de la Reforma

Los objetivos establecidos de la Reforma son:

1. Impulsar la inversión privada en la industria petrolera nacional, manteniendo la propiedad de los hidrocarburos ubicados en el subsuelo.
2. Fortalecer y modernizar a PEMEX y CFE, brindándoles mayor libertad para tomar decisiones que les permitan crecer. No serán privatizadas.
3. Garantizar un mayor abasto de energéticos a mejores precios, garantizando estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas.
4. Reforzar el poder del estado sobre los hidrocarburos siendo el encargado de administrar los ingresos petroleros e impulsar la responsabilidad social y de protección al ambiente.

(Gobierno de México, 2013)

Al impulsar la inversión privada en el país se esperaba que los empleos aumentaran y que los riesgos asociados a las actividades petroleras fueran menores para PEMEX. Además, existía la oportunidad para que PEMEX pudiera asociarse en nuevos proyectos que no desarrollaba de manera individual por los altos costos, principalmente aquellos en aguas profundas.

En cuanto a la modernización, se esperaba que las empresas extranjeras pudieran crear infraestructuras como laboratorios, universidades, centros de capacitación, etc., que permitieran fomentar un intercambio tecnológico que se viera reflejado en personal más capacitado y en el uso de tecnologías de última generación para el desarrollo de la industria.

Y finalmente, al tener un mayor número de empresas que brindara sus servicios, se esperaba que el mercado nacional de derivados de petróleo creciera y fuera competitivo, con el fin de disminuir los precios de los productos (gasolinas, gas natural, etc.) para apoyar la economía de los ciudadanos mexicanos.

Cabe resaltar que el Gobierno de México quedaría como el encargado administrativo de todos los procesos de la cadena de valor de hidrocarburos a través de sus diversas instituciones.

Ahora bien, en cuanto a los cambios constitucionales, se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la siguiente manera:

- Artículo 25: Se cambia el nombramiento de las empresas paraestatales, PEMEX y CFE (Comisión Federal de Energía) a empresas productivas del Estado (EPE) reafirmando la propiedad pública y estableciendo principios y normas en materia de transparencia, administración y contrataciones.

“Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.” (Diario Oficial de la Federación, 2021)

- Artículo 27: Se reafirma el dominio de los hidrocarburos en territorio nacional, estableciendo que el Estado mexicano es el único propietario de estos. Además, se establece que el mismo Estado será el encargado de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos bajo dos esquemas: asignaciones únicamente para las EPE y contratos que pueden celebrarse con las EPE o con particulares.

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas

productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en 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.” (Diario Oficial de la Federación, 2021)

- Artículo 28: Se prohíben los monopolios y sus prácticas, se crea el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) y, por último, fundamenta la creación, operación y fortalecimiento de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (ORCM): la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

“En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos, las condonaciones de impuestos y las exenciones de impuestos en los términos y condiciones que fijan las leyes. El mismo tratamiento se dará a las prohibiciones a título de protección a la industria. (...) El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Fiduciaria será el banco central (...) El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.” (Diario Oficial de la Federación, 2021)

Por otro lado, en la Tabla 2 se muestran algunas de las leyes y reglamentos destacados que fueron creados, o bien, que fueron modificados para que las instituciones funcionaran en sincronía con la Reforma.

Tabla 2. Leyes y reglamentos creados o modificados.

<p>LEYES SECUNDARIAS CREADAS (25 EN TOTAL)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ley de Hidrocarburos • Ley de Petróleos Mexicanos • Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos • Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo • Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética • Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA)
<p>LEYES REFORMADAS (11 EN TOTAL)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ley Federal de las Entidades Paraestatales • Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria • Ley de Coordinación Fiscal • Ley Federal de Derechos • Ley de Asociaciones Público Privadas • Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público • Ley de Aguas Nacionales
<p>REGLAMENTOS CREADOS (11 EN TOTAL)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reglamento Interior de la SENER (Secretaría de Energía) • Reglamento Interior de la ASEA • De la Ley de Hidrocarburos • De la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos • De la Ley de PEMEX • De la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental • De la LGEEPA en Materia de Autorregulación y Auditorías Ambientales • De la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos

REGLAMENTOS REFORMADOS (9 EN TOTAL)

- Interior de la SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales)
- Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)
- Interior de la SE (Secretaría de Economía)
- Al decreto por el que se crea el IMP como Organismo descentralizado del 26 de agosto de 1965
- De la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
- De la Ley de Asociaciones Público Privadas
- De la Ley de Inversión Extranjera y del Registro Nacional de Inversiones Extranjeras

Adaptado de Flores Quiroga, 2018.

Dentro de las leyes mostradas anteriormente y para fines del presente trabajo, es importante profundizar en las siguientes: Ley de Hidrocarburos, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

1.2.1. Ley de Hidrocarburos

Esta ley fue publicada en el DOF (Diario Oficial de la Federación) el 11 de agosto de 2014 teniendo como objeto regular las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos dentro del territorio nacional, a través de diferentes instituciones.

En el caso de la Exploración y Extracción de hidrocarburos, la ley señala los diversos procedimientos que debe llevar a cabo la CNH y la SENER para otorgar, vigilar y, de ser el caso, sancionar a las empresas petroleras que laboren en México por medio de asignaciones, contratos, migraciones o autorizaciones.

Otro punto importante a señalar es que establece que toda información obtenida de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos será resguardada por la CNH a través del Centro Nacional de Información de

Hidrocarburos (CNIH). Esto después de que la empresa autorizada realizó la comercialización necesaria para recuperar los costos asociados a la sísmica.

1.2.1.1. Asignaciones

Las asignaciones son únicamente otorgadas a cualquier empresa productiva del Estado, en este caso PEMEX es quien recibe todas debido a que actualmente es la única que existe en el país.

Por su parte, la SENER es la institución encargada de otorgar y modificar las asignaciones. De igual forma establece el área, términos, condiciones, vigencias y el porcentaje mínimo de contenido nacional que deben cumplir las empresas. Todo esto con ayuda de la CNH, quién emite una opinión técnica respecto a cada asignación. En la Tabla 3 se muestran los tipos de asignaciones que existen.

Tabla 3. Tipos de Asignaciones en México.

ASIGNACIONES		
EXPLORACIÓN (A)	EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN (AE)	RESGUARDO (AR)
Se pueden realizar únicamente actividades de Exploración en las zonas de interés dentro del área.	Se pueden realizar actividades de Exploración en zonas de interés dentro del área, pero se debe mantener e incrementar la producción existente (Extracción).	No se realizan actividades dentro del área, PEMEX sólo las resguarda en nombre del Estado.

Es importante señalar que PEMEX puede solicitar un cambio de título de alguna de sus asignaciones para ser un contrato para la Exploración y Extracción, formando alianzas con empresas privadas. A esto se le conoce como migración y se realiza mediante una licitación

elaborada por la CNH, tomando en cuenta los lineamientos y condiciones técnico-económicas establecidas por la SENER.

1.2.1.2. Contratos

Antes de la Reforma PEMEX tenía permitido celebrar dos tipos de contratos: CIEPs (Contratos Integrales de Exploración y Producción) y COPFs (Contratos de Obra Pública Financiada). En el caso de los CIEPs el contratista prestaba sus servicios y recibía un pago en función de indicadores de cumplimiento que comúnmente eran usados en la industria internacional, mientras que en los COPFs el contratista estaba obligado a terminar el trabajo en su totalidad y el pago se establecía mediante precio alzado, precios unitarios, mixtos y de amortización programada. (Oil & Gas Magazine, 2020)

Con la Reforma estos contratos podían ser migrados a las nuevas modalidades de contratación, siempre y cuando PEMEX y los contratistas lo solicitaran.

En la Figura 2 se pueden ver los nuevos tipos de contratos permitidos en la industria petrolera nacional; estos pueden ser celebrados tanto con empresas productivas del Estado, como con empresas particulares y, al igual que las migraciones, son otorgados mediante licitaciones elaboradas por la CNH. Además, pueden ser celebrados de manera individual o grupal, formando alianzas entre cualquier empresa petrolera, siempre y cuando puedan demostrar la maximización de valor del área en cuestión, mediante su capacidad técnica y económica.



Figura 2. Tipos de contratos en la Industria Petrolera.

En cualquier tipo de contrato, con o sin alianzas, siempre existirá una empresa responsable del área contractual que será denominada como “operador” o “empresa operadora”.

Ahora bien, en los contratos de licencia los operadores asumen de forma total los riesgos asociados a las actividades de exploración y explotación planeadas dentro del área contractual; los contratos adjudicados que se encuentran en aguas profundas son bajo esta modalidad, debido a que estas áreas no habían sido exploradas y representan un gran riesgo técnico y económico.

Por otro lado, en los contratos de producción compartida y utilidad compartida, el Estado mantiene un rol de socio con los operadores, lo que significa que los riesgos son compartidos. La principal diferencia entre estas modalidades es que, en los contratos de producción compartida, el operador recibe su pago en especie (un porcentaje de la producción), mientras que en los de utilidad compartida los operadores entregan la totalidad de la producción al comercializador nacional, quién posteriormente, entrega los ingresos económicos obtenidos al FMP para que esta institución realice el reparto monetario correspondiente al Estado y al operador de cada área.

Y, por último, los contratos de servicios son aquellos celebrados por cualquier operador con una empresa de servicios para realizar alguna actividad específica (como la perforación de un pozo) dentro del área contractual. Cualquiera de estas actividades deberá estar planeada dentro del plan de exploración o desarrollo, según sea el caso, y será pagada únicamente en efectivo.

1.2.1.3. Migraciones

Las migraciones son asignaciones que pasan a ser contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos mediante una solicitud de PEMEX a la SENER. Estas pueden ser solicitadas de forma individual o con una empresa particular como socia, todo depende de la capacidad que tenga la empresa estatal para mantener la producción del área.

1.2.1.4. Asociaciones

Por otro lado, las asociaciones son contratos en los que forzosamente PEMEX debe tener un socio particular capaz de asumir los riesgos de forma compartida. Se regulan anexamente con los “joint operating agreements” (JOA), que son acuerdos donde las partes contractuales se comprometen a realizar actividades para la exploración y extracción de hidrocarburos de forma conjunta, compartiendo recursos y habilidades.

1.2.2. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, establece los términos y características de las contraprestaciones requeridas por el Estado, tanto para los contratos como para las asignaciones. Además, decreta las obligaciones económicas y fiscales que deben cumplir los contratistas y asignatarios.

Por otro lado, también establece las funciones del FMP y de la SENER para la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos.

1.2.3. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

Esta ley fue publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014 y decreta que los ORCME serán la CNH y la CRE. Estas instituciones tienen autonomía técnica, operativa y de gestión, con personalidad jurídica y con capacidad para disponer de los ingresos derivados de los derechos y aprovechamientos establecidos por los servicios prestados conforme a sus atribuciones y facultades. Además, deben estar coordinados con la SENER y otras dependencias encargadas de la regulación de las actividades petroleras. (Diario Oficial de la Federación, 2014)

De igual forma establece las atribuciones de los ORCME, así como las características de su estructura organizacional, su funcionamiento y los requerimientos mínimos necesarios de su código de conducta.

Es preciso señalar que la CNH, la CRE y la SENER son las principales reguladoras de la cadena de valor de los hidrocarburos. Como se puede observar en la Figura 3, la CNH regula las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en zonas terrestres y marinas, la SENER la refinación y la CRE el transporte, de hidrocarburos y sus refinados, así como el almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público.



Figura 3. Cadena de valor de los hidrocarburos después de la Reforma (Cortés Torres, 2020)

Cabe aclarar que en toda la cadena de valor también participa la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y es la encargada de supervisar y regular la seguridad industrial y operativa de las actividades, así como asegurar la protección al medio ambiente. (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2016)

CAPÍTULO 2

INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

2. Industria Petrolera en México

2.1. Contexto mundial

Hoy en día el mundo se encuentra en un proceso de recuperación debido a la pandemia ocasionada por el virus SARS-CoV-2, esto ha obligado a la mayoría de las industrias a innovar y mejorar sus procesos para poder hacer frente a los retos actuales.

De acuerdo con el “Global Energy Review 2021” de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) existirá un incremento del 4.6% en la demanda energética mundial para el año en curso.

Este crecimiento vendrá acompañado de un incremento en el Producto Interno Bruto (GDP por sus siglas en inglés) mundial y en las emisiones de CO₂ relacionadas con el consumo energético. Como se puede observar en la Figura 4, el GDP será superior al registrado en el año 2019, incrementando aproximadamente un 2%, mientras que la demanda energética incrementará 0.5% con respecto al mismo año.

Por otro lado, en el caso de las emisiones de CO₂, también se espera un incremento en comparación con el año 2020, sin embargo, serán menores que en el año 2019 en un 1%, aproximadamente. Esto se debe principalmente a que la industria de aviación no podrá reactivar sus servicios de forma total hasta casi finales del año 2021.

Cabe resaltar que la IEA toma como base de comparación al año 2019 debido a que 2020 fue un año atípico, con muchos decrementos en la economía mundial generados por la pandemia.

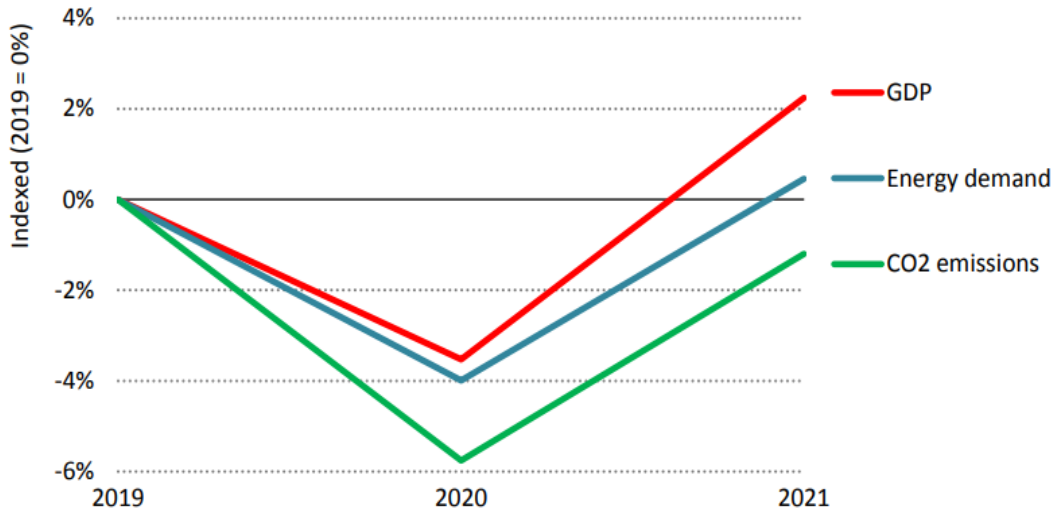


Figura 4. Evolución del GDP, la demanda energética y emisiones de CO₂.
(International Energy Agency, 2021)

En el caso específico del petróleo, la IEA prevé un incremento en la demanda del 8.8% con respecto al 2020, recuperándose en un 6% con respecto a los niveles pre-covid del año 2019. Por su parte, la demanda de gas natural tendrá un incremento del 3.2%, sin embargo, existe una gran incertidumbre alrededor de este combustible, debido al aumento en el uso de las energías renovables para la generación eléctrica. La actuación del gas dependerá en gran medida del comportamiento de la producción industrial y de la incertidumbre de los precios en mercados clave, como el de Estados Unidos.

Ahora bien, la IEA también publica pronósticos del comportamiento energético mundial por sectores, países y combustibles, mostrando cuatro escenarios diferentes. Esta publicación es conocida como el "World Energy Outlook" y en la publicación del año 2019 (la versión gratuita más reciente) se prevé que, en los próximos 20 años, la demanda energética mundial estará liderada por los hidrocarburos y el carbón. Estos datos pertenecen al escenario base de la publicación, conocido como "Stated Policies Scenario" (SPS), el cuál considera que las políticas actuales seguirán vigentes a lo largo del tiempo.

En la Figura 5 se puede observar que, de acuerdo con el pronóstico, para 2040 el aceite seguirá siendo el principal combustible demandado a nivel mundial con 4,921 mtoe (millones de toneladas de petróleo equivalente), seguido por el gas natural con 4,445 mtoe y el carbón con

3,779 mtoe, aun cuando su tendencia al alza no es muy elevada. Por otro lado, las energías renovables también presentan una tendencia al alza y es mayor que la de los hidrocarburos, sin embargo, su demanda quedaría por debajo de los combustibles fósiles, aun cuando se tome en cuenta la suma total de las energías renovables (3,672 mtoe).

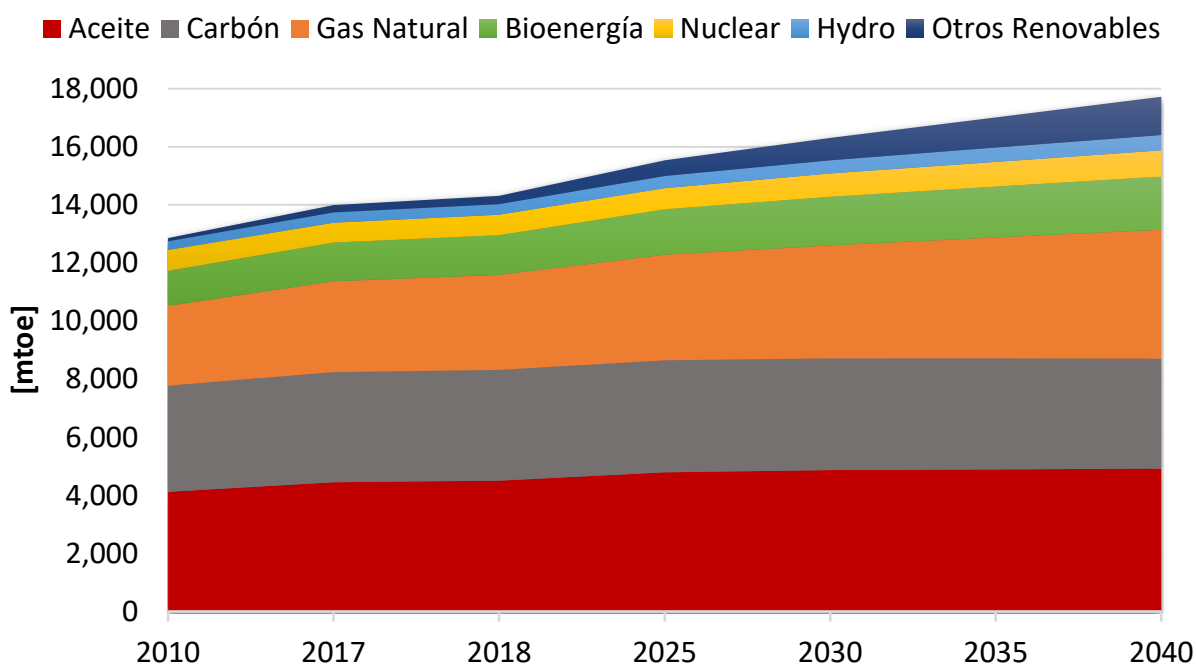


Figura 5. Demanda energética mundial por combustible, en escenario SPS.
(International Energy Agency, 2019)

Este pronóstico no contempla dos factores: el decremento en la demanda energética de 2020 ocasionado por la pandemia y el cambio de presidente en Estados Unidos. Ambos factores han ocasionado que el mundo, principalmente Estados Unidos, tenga una preferencia hacia la inversión en energías renovables.

Sin embargo, aun cuando el uso de energías limpias se convierta en tendencia mundial, los pronósticos de la IEA muestran que gran parte de la energía seguirá siendo producida por los hidrocarburos, al menos por veinte años más.

2.2. Estado de la industria nacional

2.2.1. Reservas

En la industria, las reservas son aquel volumen de hidrocarburos que se encuentra en el subsuelo y que puede ser extraído bajo las condiciones técnicas y económicas de la actualidad. Estas pueden clasificarse dependiendo del grado de incertidumbre de su extracción y existen 3 tipos: 1P con una probabilidad de al menos 90%, 2P con el 50% y 3P con el 10%.

En el caso de las reservas 1P son conocidas como las reservas probadas, las 2P es la suma de las reservas probadas y las probables, y finalmente las 3P son la suma de las reservas probadas, probables y posibles.

En México las reservas totales han tenido una disminución con respecto al año 2020, siendo las 2P aquellas que han presentado un mayor decremento, del 4.13%. Mientras que las 3P y 1P han tenido una variación negativa menor, del 1.04% y 0.95% respectivamente. Esto se puede observar en la Tabla 4, donde los valores se encuentran en mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente).

Tabla 4. Diferencia en las reservas totales de México.

Reservas Totales	2020 [mmbpce]	2021 [mmbpce]	Variación [%]
1P	8,061.87	7,985.18	-0.95
2P	15,905.46	15,248.78	-4.13
3P	23,088.16	22,846.99	-1.04

(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

En cuanto a las reservas de aceite, podemos observar que han sufrido un decremento alrededor del 3.5% en reservas 1P y 3P, mientras que las 2P presentan un porcentaje del 5.22%. Aunque el porcentaje sea aparentemente pequeño, no se debe de perder de vista el volumen que representa, en el caso de las 1P (las reservas con mayor probabilidad de extracción) se perdieron alrededor de 200 mmbbls (millones de barriles), cifra nada despreciable para la rentabilidad de un campo. En la Tabla 5 se presentan los volúmenes de las reservas del año 2021 y su comparación con respecto al año 2020.

Tabla 5. Diferencia en las reservas totales de aceite.

Reservas Totales de Aceite	2020 [mmbls]	2021 [mmbls]	Variación [%]
1P	6,346.78	6,119.73	-3.58
2P	12,102.10	11,470.47	-5.22
3P	17,726.48	17,119.09	-3.43

(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

Por otro lado, en la Tabla 6 se presentan las reservas totales de gas y se puede apreciar que las 1P han tenido un mayor porcentaje de decremento, con casi el 7.5%. Mientras que las reservas 2P y 3P están por debajo del 4%. La reducción de las reservas 1P, representa aproximadamente 700 mmmpc (miles de millones de pies cúbicos) de gas.

Tabla 6. Diferencia en las reservas totales de gas.

Reservas Totales de Gas	2020 [mmmpc]	2021 [mmmpc]	Variación [%]
1P	9,285.57	9,980.95	7.49
2P	20,939.84	20,391.85	-2.62
3P	29,702.99	30,764.46	3.57

(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

Si bien, la reducción de reservas puede ser considerada como un factor “normal” por la continua producción de los campos y la constante fluctuación de los precios de los hidrocarburos, también es resultado de los pocos descubrimientos que el país ha tenido hasta el año 2020.

Cabe aclarar que los valores de las reservas son presentados a inicios de cada año, es decir, los valores de las reservas del año 2020 fueron presentados al 1 de enero de 2020 y los valores de las reservas del año 2021 son al 1 de enero de 2021.

En el caso de las reservas totales al 2021, más del 50% de las 1P, 2P y 3P se encuentran en zonas de aguas someras. Por otro lado, las reservas en aguas profundas aún no logran superar más del 1%, a pesar de la creencia de tener un gran potencial. El porcentaje restante proviene de zonas terrestres con un porcentaje que oscila entre el 35% y el 45%. (Ver Figura 6)

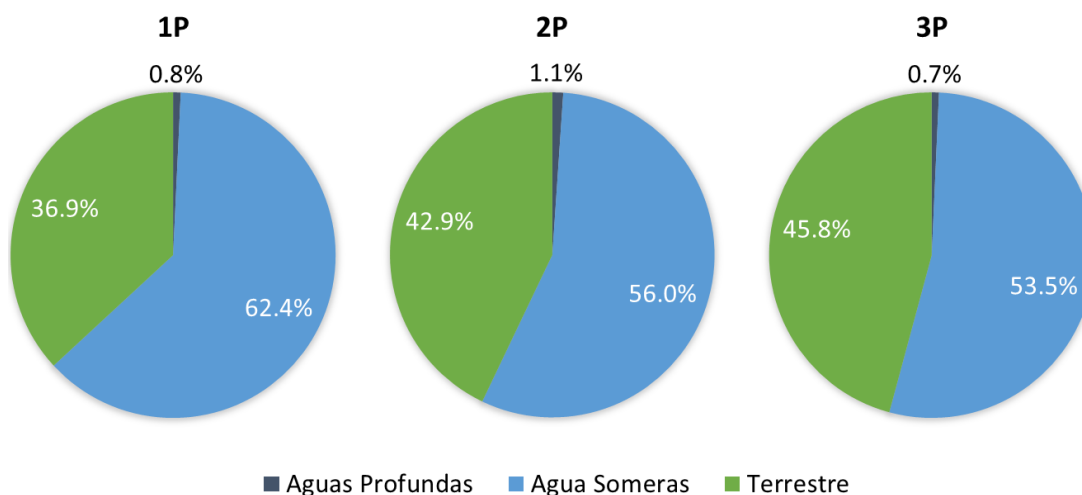


Figura 6. Distribución de las reservas por zona.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

Por su parte, en la Figura 7 se observa que las reservas de aceite residen en zonas de aguas someras, representando un 65% y 70%, dependiendo de la clasificación. El porcentaje restante proviene de zonas terrestres y en ningún caso hay reservas certificadas en la zona de aguas profundas.

Finalmente, en el caso de las reservas de gas, la Figura 8 muestra que entre el 65% y 70% de las reservas se encuentran en zonas terrestres, mientras que las zonas de aguas someras contienen entre 24% y 26%. Además, en este caso si existen reservas certificadas en las zonas de aguas profundas y mantienen un porcentaje alrededor del 3% y 4%.

Por tanto, se puede decir que el potencial de aceite se encuentra principalmente en aguas someras y el potencial de gas en zonas terrestres. Adicionalmente, es importante señalar que las reservas totales en aguas profundas únicamente se conforman de gas, ya que en aceite no existe volumen certificado hasta el momento.

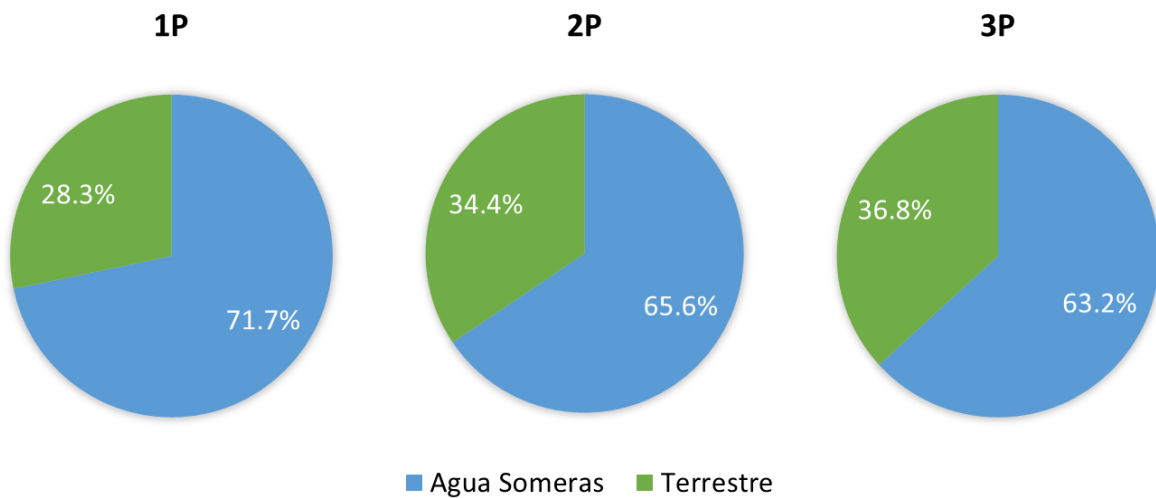


Figura 7. Distribución de las reservas de aceite por zona.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

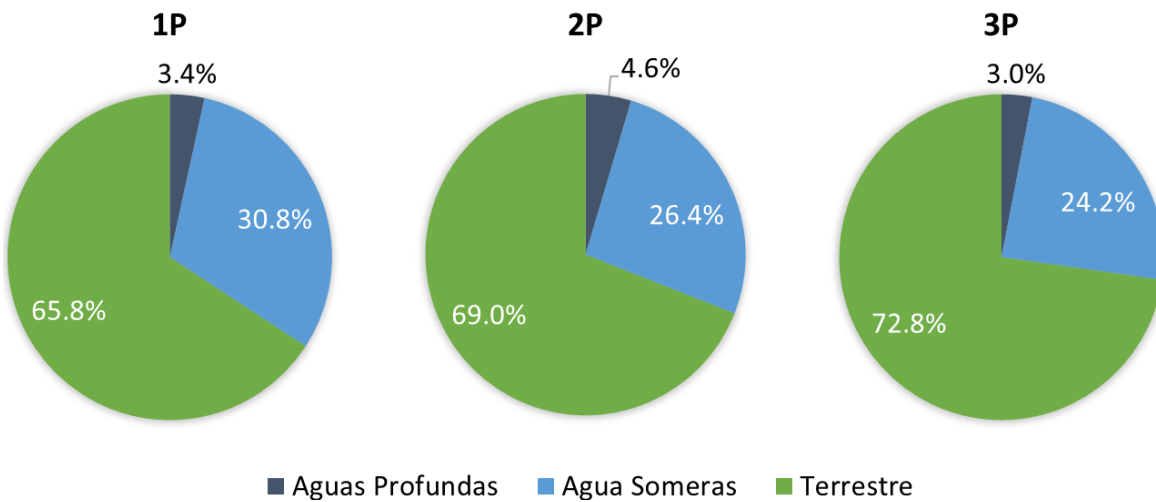


Figura 8. Distribución de las reservas de gas por zona.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

2.2.2. Producción

Actualmente PEMEX cuenta con un total de 414 asignaciones, de las cuales 45 son AR, 111 AE y 258 A. Cabe señalar que 15 asignaciones fueron otorgadas el 29 de marzo de 2021, después de que la CNH presentara a la SENER una opinión favorable con respecto a su otorgamiento. Estas asignaciones se encuentran ubicadas en 3 regiones diferentes:

- **Cuenca Tampico Misantla**
 - Castaña
 - Maguey
 - Limonaria
 - Kukni
 - Waya
 - Furbero
- **Cuenca del Sureste**
 - Techiaaktl
- **Cuenca de Veracruz**
 - Llave 1
 - Llave 2
 - Llave 3
 - Llave 4
 - Llave 5
 - Llave 6
 - Llave 7
 - Llave 8

Es importante vigilar el comportamiento de estas nuevas áreas otorgadas a PEMEX y observar el nivel de participación que puedan llegar a tener en la producción nacional. Con las asignaciones y los contratos, México tiene una producción aproximada de 1.6 mmbd (millones de barriles diarios).

En la Figura 9 se puede observar que a principios del año 2021 se registró una producción de aceite de 1,648 mbd (miles de barriles diarios) y mantuvo una tendencia positiva hasta marzo, creciendo en un 3%. Posteriormente disminuyó la producción un 0.9% para mayo, registrando un valor de 1,682 mbd; 15 mbd más que en enero.

Como se aprecia, PEMEX sigue siendo el soporte de la producción nacional con sus asignaciones ya que tiene una participación promedio del 92% y, a lo largo del año, ha disminuido aproximadamente en un 2%. Por su parte, la producción proveniente de los contratos decreció un 22% y representa únicamente el 8% de la producción total, 128 mbd en promedio.

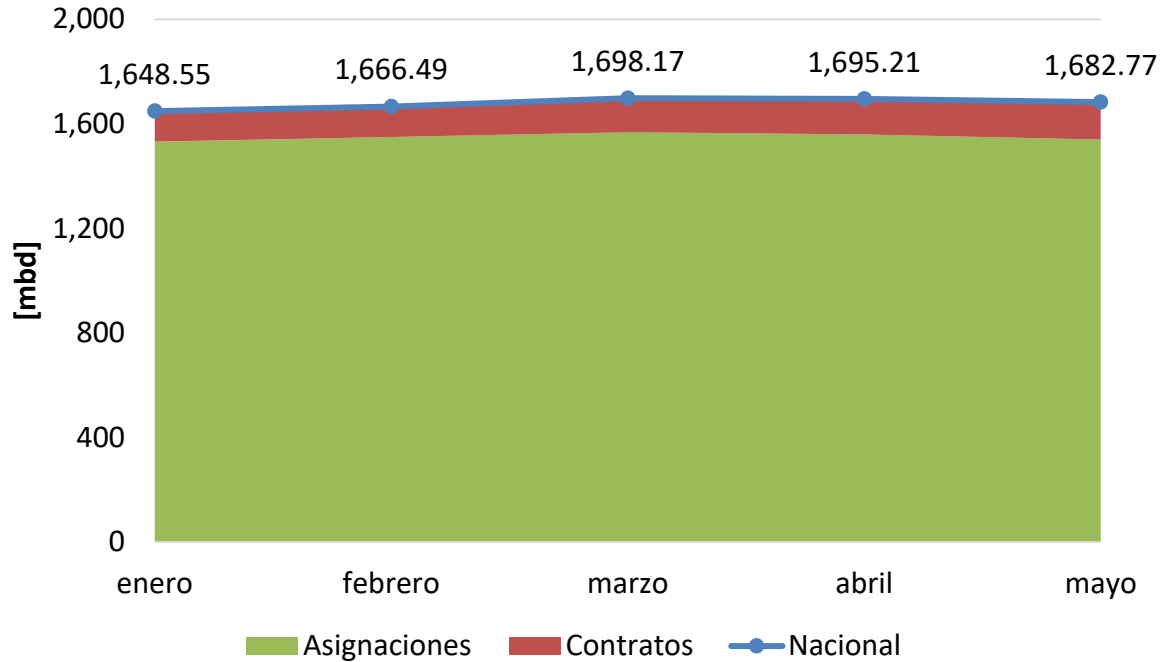


Figura 9. Producción nacional de aceite durante el año 2021.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

En cuanto a la producción de gas, el país produce, en promedio, 4,780 mmpcd (millones de pies cúbicos diarios). Analizando la Figura 10 se puede observar que, durante los primeros 3 meses del año 2021 la producción se mantuvo estable con pérdidas insignificantes, sin embargo, en abril presentó un decremento del 3.4% y hasta mayo no ha podido recuperarse a niveles de inicio del año. De enero a mayo decreció un 2.3% en total.

Ahora bien, en cuanto a la participación en la producción, es evidente que PEMEX, mediante las asignaciones, mantiene la mayoría de la producción nacional de gas ya que representa el 95% en total. El 5% restante proviene de la producción asociada a los contratos celebrados con empresas privadas y con la misma empresa estatal.

En cuanto a la tendencia que mantienen, la producción por contratos ha disminuido un 0.16% en lo que va del año, mientras que las asignaciones presentan un mayor porcentaje de decremento con el 2.4% en total.

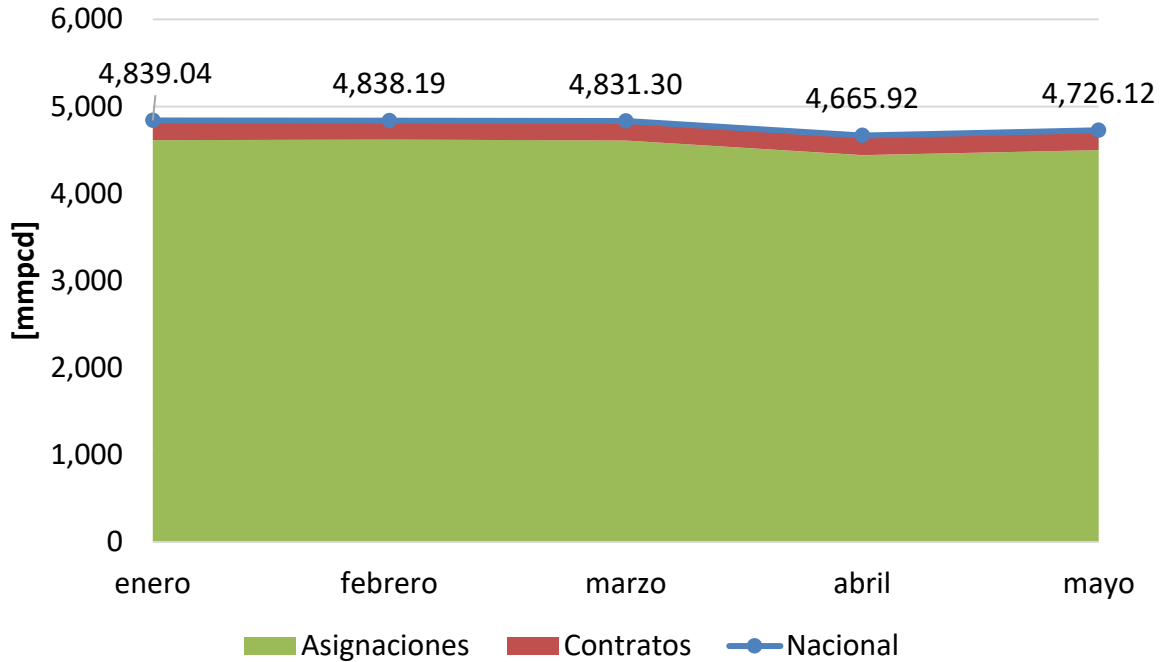


Figura 10. Producción nacional de gas durante el año 2021.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

En ambos casos, aceite y gas, la producción presenta una tendencia negativa hasta el momento, siendo el gas quién presenta un mayor decremento. Sin embargo, la declinación mensual no es significativa en lo que va del año.

2.2.3. Índices Nacionales sobre Reservas

En el documento “Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021” realizado por la CNH, se describen los 3 tipos de indicadores principales con los que se pueden medir el desempeño de la industria y sus compañías, mediante expresiones que integran las cifras de las reservas y la producción actual.

Estos 3 indicadores son: la Tasa de Restitución por Descubrimientos, la Tasa de Restitución Integral y la Relación Reserva/Producción.

2.2.3.1. Tasa de Restitución por Descubrimientos (TR_D)

Este indicador se calcula dividiendo el valor total de las reservas nacionales (1P, 2P y 3P) que hayan sido incorporadas por actividades exploratorias, entre el volumen producido. Los valores deben corresponder al mismo periodo de análisis.

En la Tabla 7 se muestran los valores calculados para el año 2020 y 2021 donde se puede apreciar que los valores del año en curso son mucho mayores con respecto al año anterior. Sin embargo, en la mayoría de los casos, los porcentajes reflejan que la producción actual es mayor que la incorporación de reservas, principalmente en las reservas 1P.

En el caso de las reservas 2P, las tasas oscilan alrededor del 60%, lo que significa que la producción es aproximadamente 50% mayor que las incorporaciones. Por último, las 3P son las que más volumen han logrado incorporarse en el país.

Tabla 7. Tasas de restitución por descubrimientos 2020-2021.

$TR_D = \frac{\text{Incorporación}}{\text{Producción}} \times 100$									
	Total [%]			Aceite [%]			Gas [%]		
Año	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2020	2.8%	7.3%	9.4%	3.9%	10.1%	13.5%	2.8%	7.3%	9.4%
2021	20.1%	61.1%	150.8%	20.7%	59.1%	176.7	20.1%	61.1%	150.8%

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

2.2.3.2. Tasa de Restitución Integral (TR_I)

Este indicador es similar al TR_D, a diferencia que el cociente de la división no solo es el valor de las reservas incorporadas por exploración, sino que también se suman aquellas incorporadas por la delimitación de yacimientos, el desarrollo de los campos y las revisiones realizadas. Todos los valores deben ser del mismo periodo de análisis.

En la Tabla 8 se muestra los valores de la tasa al primero de enero de los años 2020 y 2021. Es evidente que durante el año 2019 la suma total de las reservas era mayor que la producción, lo que indica que, en general, la exploración tuvo resultados positivos en la restitución de reservas. Mientras que, en relación a los datos del 2020, no se tuvieron descubrimientos relevantes que logran incorporar un valor importante de reservas.

La producción fue ligeramente mayor que la incorporación de reservas 1P, dando como resultado una tasa del 91.5%, en cuanto a las reservas 2P la tasa es del 27.6% y con las reservas 3P se tiene una tasa del 73.4%. Estas tasas son tomando el valor total de las reservas.

Tabla 8. Tasas de restitución integral 2020-2021.

$TR_D = \frac{\text{Incorporación} \pm \text{Delimitación} \pm \text{Desarrollo} \pm \text{Revisiones}}{\text{Producción}} \times 100$									
	Total [%]			Aceite [%]			Gas [%]		
Año	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2020	118.9%	108%	-132%	145%	125.2%	-111.7%	79.6%	106.4%	-47.6%
2021	91.5%	27.6%	73.4%	64.1%	-	3.9%	138.7%	69.5%	159.1%

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

2.2.3.3. Relación Reserva/Producción

El último de los indicadores es la relación reserva/producción, la cual se obtiene dividiendo el valor de las reservas entre la producción total. Al igual que los indicadores anteriores, los valores deben corresponder al mismo periodo de análisis.

Esta relación da como resultado un valor definido en años que permite identificar cuanto tiempo durarán las reservas al ritmo de producción definido. Con los valores al 1 de enero de 2021 las reservas 1P totales durarán 8.8 años, las 2P 16.8 años y las 3P 25.2 años. Por otro lado, en cuanto al aceite, las reservas 1P durarán 9.7 años, las 2P 18.2 años y las 3P 27.1 años.

En el caso del gas, las reservas tendrán menor duración en comparación con el aceite; las 1P se agotarán en 5.6 años, las 2P en 11.4 años y las 3P en 17.1 años (Ver Tabla 9).

Tabla 9. Relación Reserva/Producción al 1 de enero de 2021.

Categoría	Totales [años]	Aceite [años]	Gas [años]
1P	8.8	9.7	5.6
2P	16.8	18.2	11.4
3P	25.2	27.1	17.1

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

2.3. Refinación y transporte nacional

En cuanto a refinación, actualmente el país cuenta con 6 refinерías ubicadas en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Guanajuato, Hidalgo y Oaxaca. Además, una séptima se encuentra en construcción en el estado de Tabasco, conocida como “Dos Bocas”. La distribución de las refinерías y sus nombres se pueden observar en la Figura 11.



Figura 11. Ubicación de refinерías en México.
(SENER México, 2019)

Por otro lado, en la Tabla 10 se muestra la capacidad del sistema nacional de refinación, tomando en cuenta la capacidad esperada de la refinería de Dos Bocas. Se puede observar que, por el momento, la refinería de Salina Cruz posee la mayor capacidad de refinación con 330 mbd, seguida por la refinería ubicada en Tula con 315 mbd y la ubicada en Minatitlán con 285 mbd.

Se espera que el sistema nacional de refinación sea capaz de procesar 1,955 mbd en total, 340 mbd más que en la actualidad, provenientes de Dos Bocas. Sin embargo, ninguna de las refinерías es utilizada al 100%.

En la misma tabla se muestra el porcentaje de utilización de cada refinерía existente en México, a diciembre de 2019. En este caso, la refinерía de Madero es la que tiene un porcentaje mayor y la única que pasa del 50% de utilización, mientras que las demás se encuentran en porcentajes alrededor del 30%.

Tabla 10. Capacidad de proceso de refinерías.

Refinería	Ubicación	Zona geográfica	Capacidad de proceso [mbd]	Porcentaje de utilización a diciembre 2019
Ing. Antonio Dovalí Jaime	Salina Cruz, Oaxaca	Sur-Sureste	330	33%
Miguel Hidalgo	Tula, Hidalgo	Centro	315	37%
Ing. Antonio M. Amor	Salamanca, Guanajuato	Centro-Occidente	220	38%
General Lázaro Cárdenas del Río	Minatitlán, Veracruz	Sur-Sureste	285	30%
Ing. Héctor Lara Sosa	Cadereyta, Nuevo León	Noreste	275	28%
Francisco I. Madero	Madero, Tamaulipas	Noreste	190	52%

(Secretaría de Energía, 2019)

En cuanto al transporte nacional, los principales recursos para la distribución y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados son los ductos. Estos se clasifican en 3 tipos, de acuerdo al tipo de fluido que transportan: oleoductos, poliductos y gasoductos.

A continuación, se presenta la definición de cada tipo de ducto, así como su distribución geográfica en el país en la Figura 12 y la Figura 13.



| OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS

Figura 12. Distribución geográfica de Oleoductos y Poliductos.
(LLano & Flores, 2017)



| GASODUCTOS

Figura 13. Distribución geográfica de Gasoductos.
(LLano & Flores, 2017)

- Oleoductos: Ductos de gran longitud, a través de los cuales se transporta el petróleo crudo desde las plataformas y/o centros de recolección, hasta las refinerías, petroquímicas y complejos procesadores de gas. Existe un total de 10,006.53 km (kilómetros) correspondientes a 340 proyectos. (LLano & Flores, 2017)
- Gasoductos: Ductos de gran longitud a través de los cuales se transporta gas para su comercialización y distribución en todo el territorio nacional.
- Poliductos: Ductos de gran escala que transportan productos refinados del petróleo crudo, tales como gasolina y diésel. En total el país cuenta con cerca de 9,098.53 km correspondientes a 161 proyectos. (LLano & Flores, 2017)

CAPÍTULO 3

**PRINCIPALES RESULTADOS DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA REFORMA**

3. Principales resultados de la implementación de la Reforma

3.1. Exploración

Como ya se ha mencionado, PEMEX era la única empresa que operaba en el país y ejecutaba todas las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos, esto provocó que dejará de invertir en actividades exploratorias. Sin embargo, con la Reforma, el país ha tenido mayor exploración de áreas mediante el uso de diversos recursos.

3.1.1. ARES

Una de las novedades fueron las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial, mejor conocidas como ARES, que se definen como: *“Estudios realizados sobre la superficie del mar o tierra con el objetivo de localizar la posible existencia de hidrocarburos en el subsuelo”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

Cualquier persona o entidad puede realizar ARES, incluyendo PEMEX, con previa autorización de la CNH y puede solicitarse bajo dos modalidades: con adquisición de datos de campo (ARES A) o sin adquisición (ARES B). De acuerdo con la CNH, hasta el 31 de marzo de 2021 se encuentran inscritas en el padrón 98 empresas, de las cuales 22 han tenido 90 proyectos autorizados hasta el 10 de junio de 2021.

En la Figura 14 se muestra el territorio que ha sido explorado y analizado mediante adquisición de sísmica 2D y 3D, así como por reprocesamiento de sísmica. Como era de esperarse, el Golfo de México ha sido el área de interés para las empresas, principalmente la Cuenca del Sureste ubicada al norte de Tabasco y la Cuenca de Burgos ubicada al este de Tamaulipas.

Por otro lado, la Figura 15 muestra las inversiones que se han realizado, donde se observa que en las Cuencas del Sureste y de Burgos se ha invertido arriba del millón de dólares por cada 40 km aproximadamente, mientras que en la zona profunda del Golfo únicamente se ha realizado adquisición de sísmica 2D, representando una inversión menor a cien mil dólares por cada 40 km.

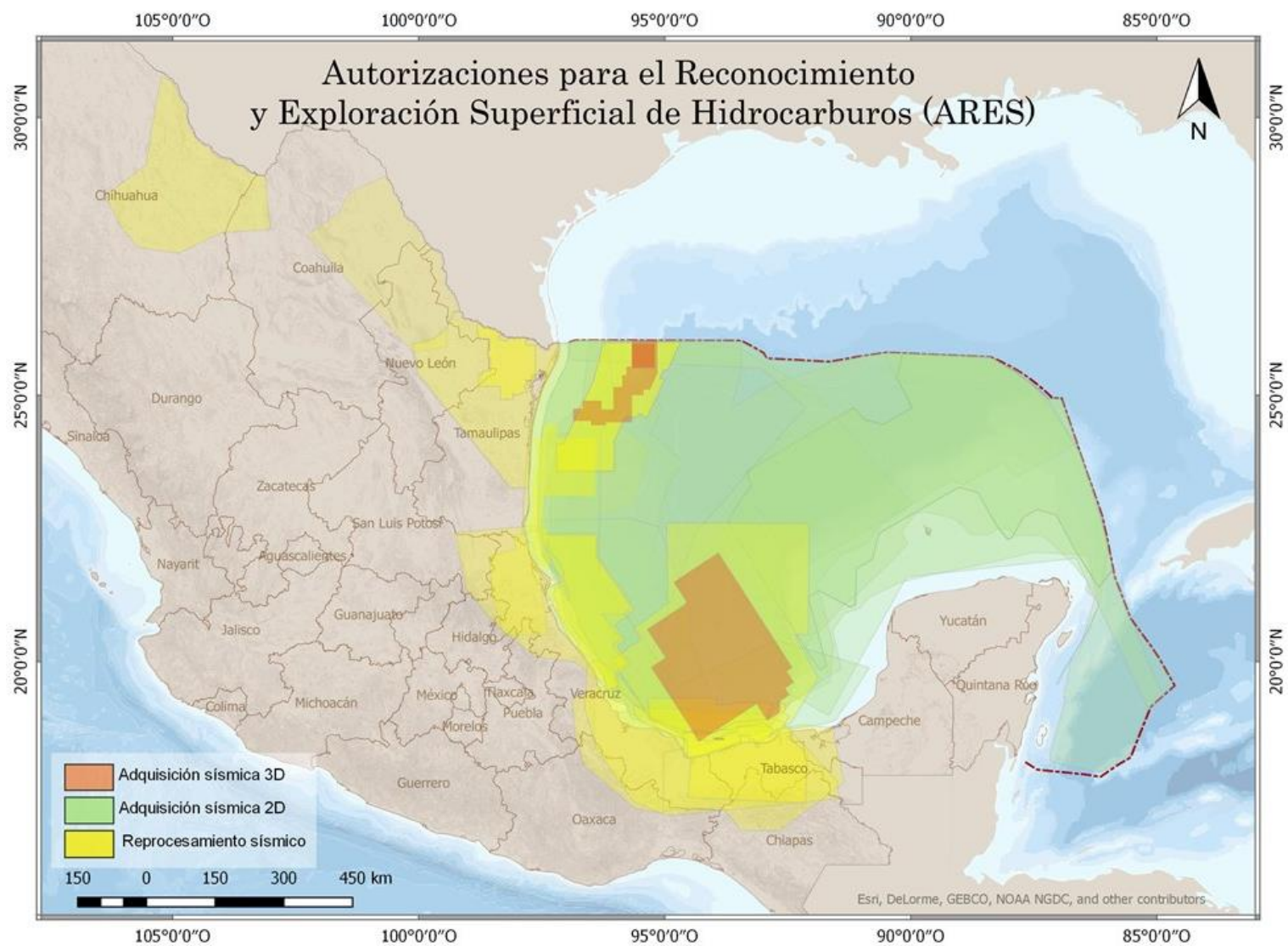


Figura 14. Zonas evaluadas por ARES.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, s.f.)

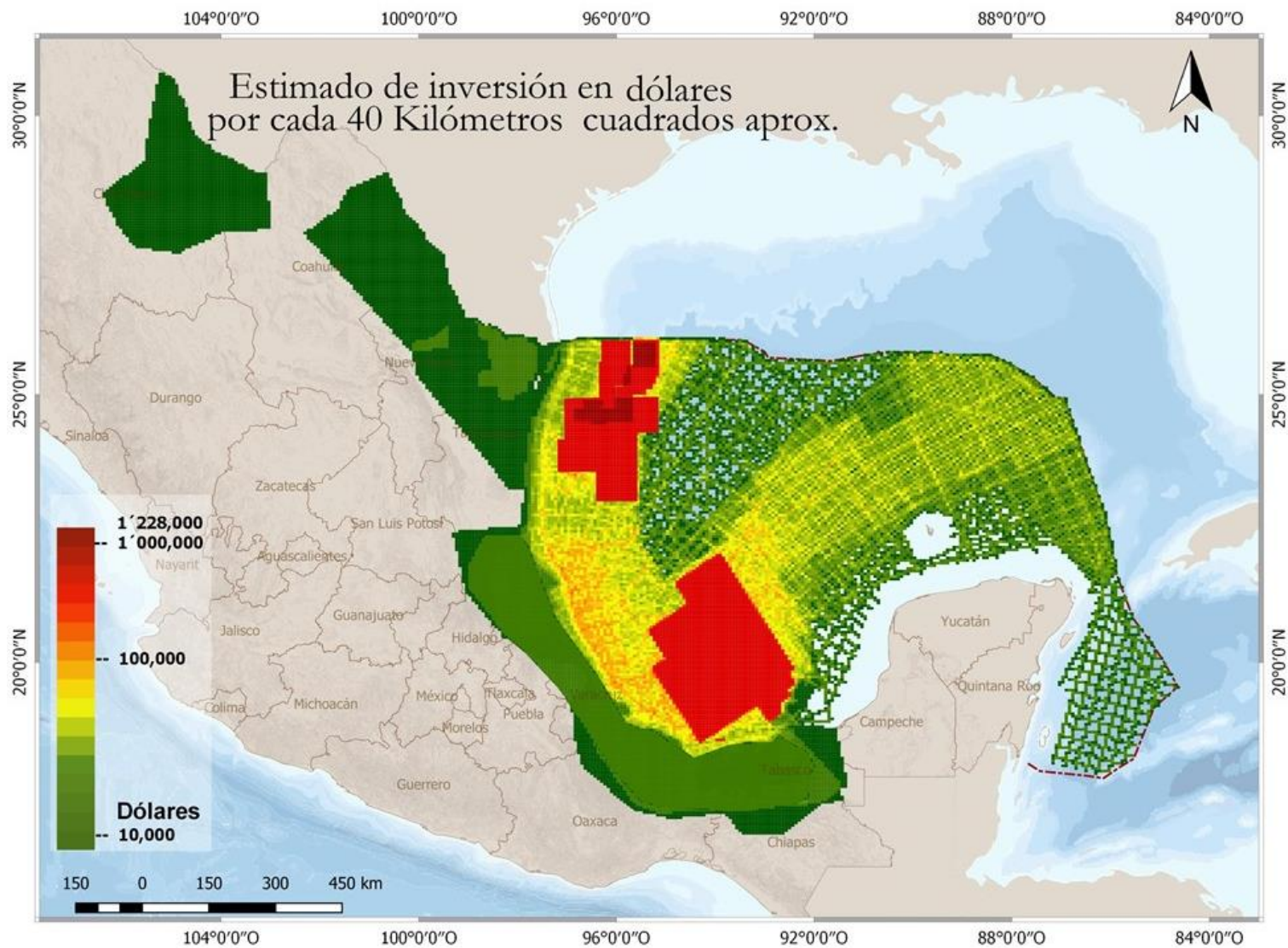


Figura 15. Inversiones estimadas de ARES por zona.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, s.f.)

3.1.2. Evolución de las reservas

Realizando un análisis de la evolución de las reservas totales del país, se puede observar en la Figura 16 que, desde 2016 han tenido una tendencia negativa. Durante el periodo 2016-2021, las reservas probadas han disminuido un 22.0%, las probables un 3.8% y las posibles un 9%.

En el año 2016 se tenía un volumen total de reservas de 26,140 mmbpce y en la actualidad las reservas son de 22,846 mmbpce, lo que significa que en seis años hubo un decremento del 12.6%.

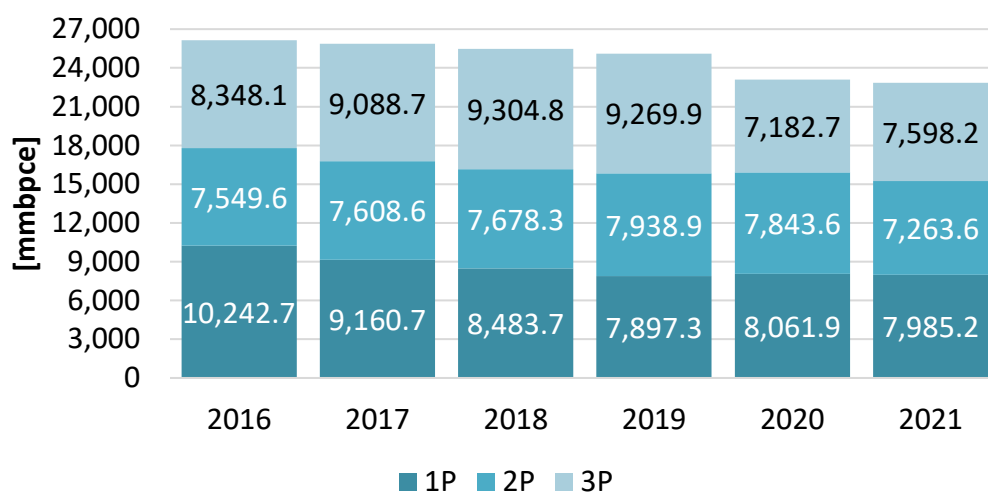


Figura 16. Evolución de las reservas desde 2016.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

De igual forma, las reservas de aceite han mantenido una tendencia negativa desde 2016, siendo las reservas probadas las que han tenido una mayor declinación con un porcentaje del 19.9%, seguidas por las posibles con un 8.6% y las probables con un 5%. De forma total, el porcentaje de variación entre el valor de las reservas de 2016 y 2021 es de 12% negativo. (Ver Figura 17)

Por su parte, el gas ha mantenido una tendencia más irregular, presentando el mayor decremento en el año 2017 con un porcentaje de variación negativo del 11.1%. Posteriormente logró recuperarse en un 11.8% para 2019 y para 2020 presentó nuevamente un decremento. Actualmente las reservas de 2021 han incrementado un 3.6% con respecto al año anterior pero no han logrado recuperarse a niveles de 2016, son 5.5% menores. (Ver Figura 18)

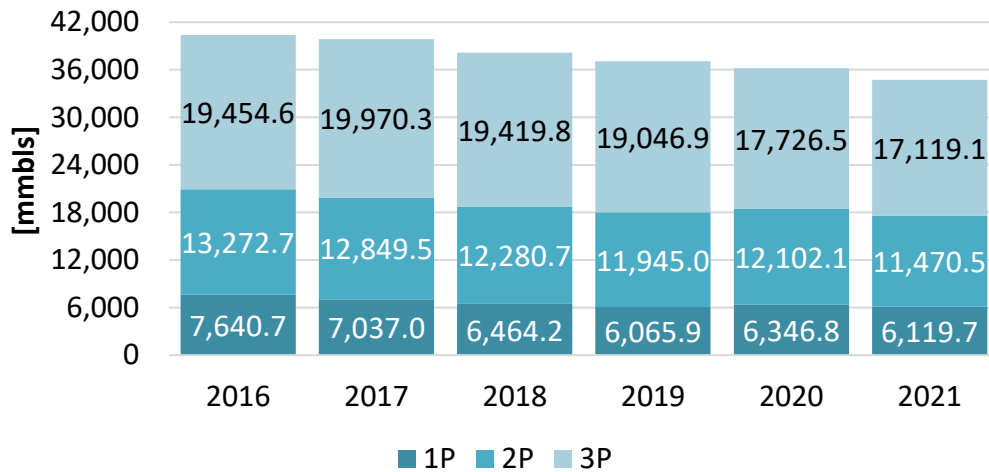


Figura 17. Evolución de las reservas de aceite desde 2016.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

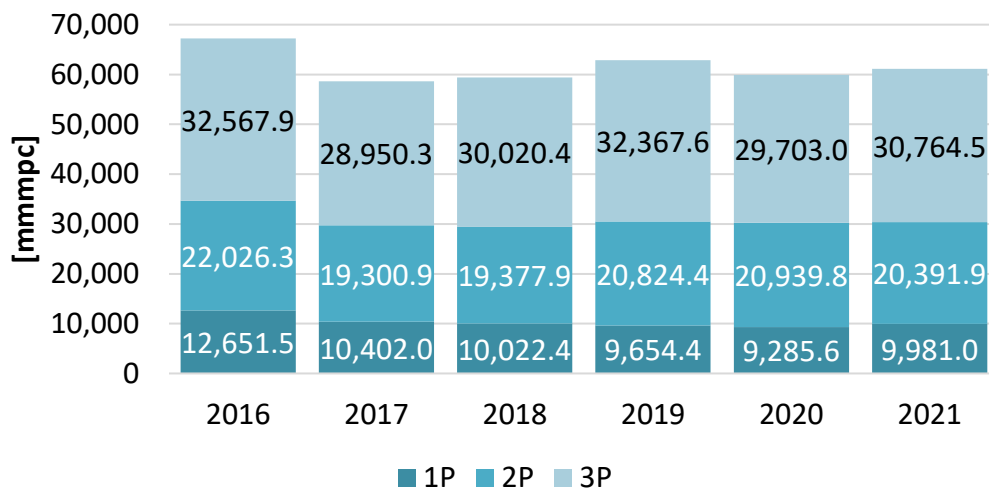


Figura 18. Evolución de las reservas de gas desde 2016.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

Es evidente que las reservas nacionales se encuentran en una situación preocupante ya que van disminuyendo con el paso del tiempo y no se ha podido revertir la tendencia negativa.

3.1.3. Pozos perforados

En cuanto al número de pozos perforados, la Figura 19 muestra el comportamiento de los últimos 6 años. Desde 2016 la tendencia de perforación comenzó a elevarse hasta llegar a un total de 116 pozos para el año 2019, posteriormente declinó a 96 para el año 2020 y en lo que va del año 2021 solamente se han perforado 19 pozos.

Un punto importante a destacar es que, en promedio, alrededor del 70% de los pozos se encuentran ubicados en la zona de aguas someras, 16% en zonas terrestres y el 13% restante en zonas de aguas profundas. Todos los datos fueron obtenidos del mapa interactivo de la CNH.

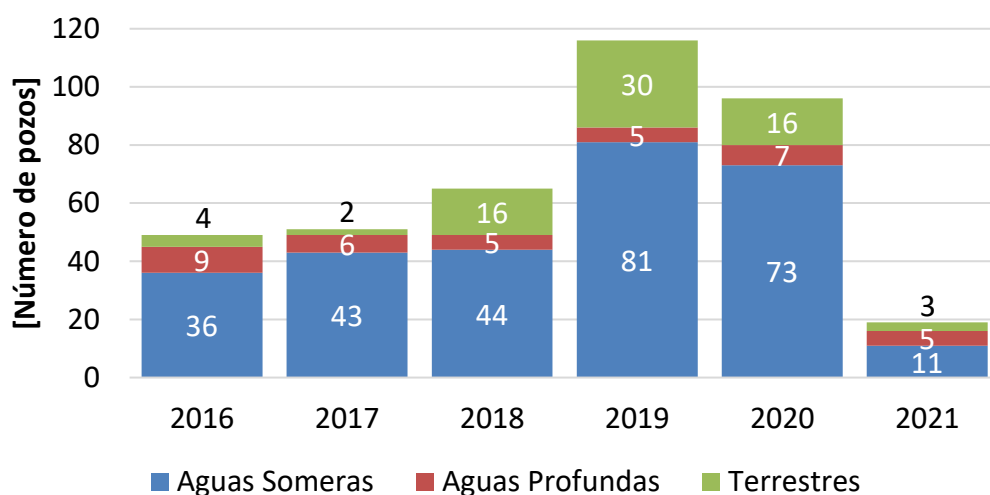


Figura 19. Número total de pozos perforados.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

3.1.3.1. Pozos terrestres

En el caso de los pozos terrestres, el recuento se divide en 4 grandes zonas (Ver Figura 20): Burgos-Norte, Veracruz, Tampico-Misantla y Cuencas del Sureste. Además, en la Figura 21 se observa la distribución porcentual de los pozos perforados por zona.

Tampico-Misantla es la zona donde más se han perforado pozos y desde 2016 se ha visto un incremento en las perforaciones a través del tiempo. En lo que va del 2021 el 80% de los pozos han sido perforados en esta zona.



Figura 20. Zonas terrestres.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

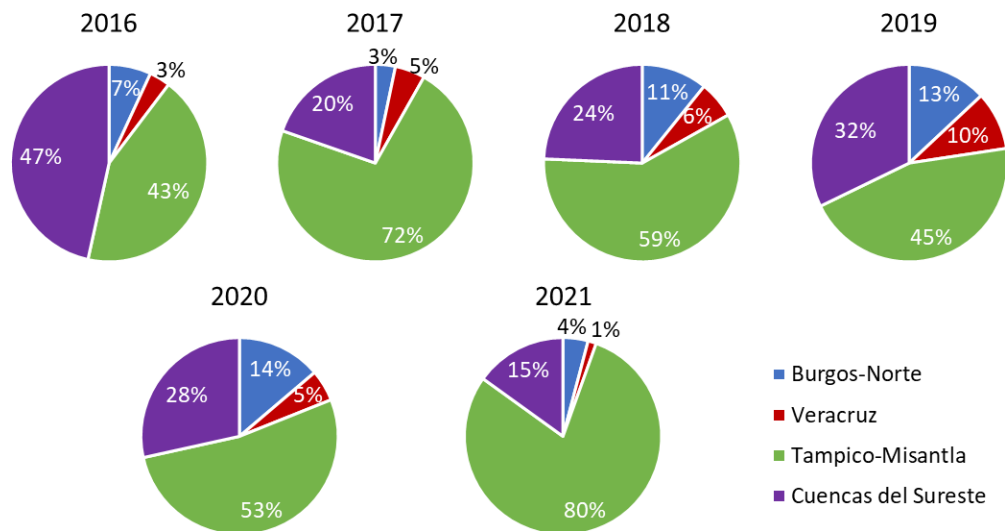


Figura 21. Distribución de pozos terrestres por zona.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Como se puede observar en la Figura 22, la zona Tampico-Misantla es perforada principalmente con fines de desarrollo de campos; los pozos de desarrollo perforados habían incrementado desde 2016 hasta 2019 llegando a un valor de 99, posteriormente decrecieron las perforaciones y actualmente solo se han perforado 53.

La exploración en esta área no es de interés debido al gran desarrollo que presentan los campos, esto se puede deducir al observar los pocos pozos exploratorios y delimitadores que se han perforado durante el periodo: 5 exploratorios y 1 delimitador en el año 2018, 4 exploratorios y 1 delimitador en el año 2019 y sólo 3 exploratorios en el año 2020.

Finalmente, en el concepto de “Otros” se encuentra un pozo que no tiene clasificación dentro de la base de datos, el pozo “Toteco Mexican Gulf-4” ubicado en Veracruz de Ignacio de la Llave, pero igual es importante considerarlo para las estadísticas totales.

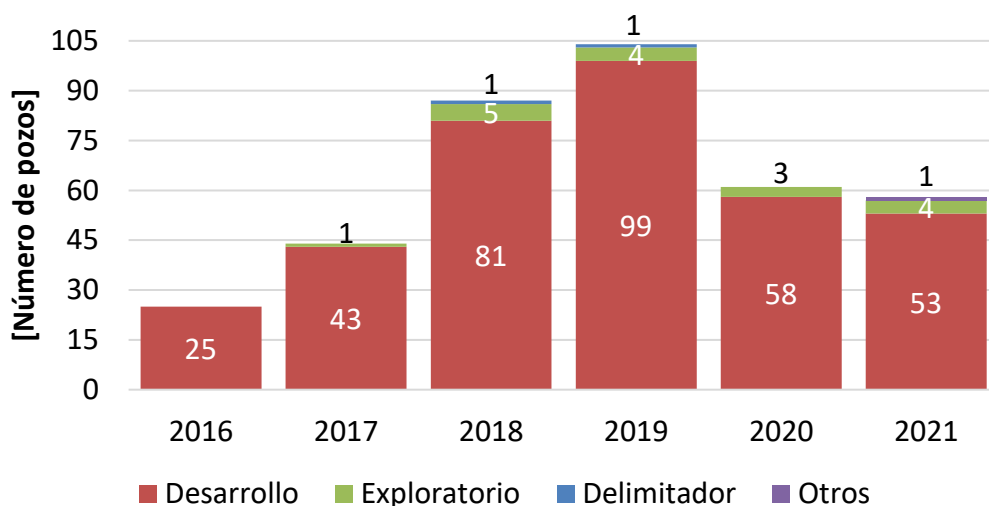


Figura 22. Tipos de pozos en zona Tampico-Misantla.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Por otro lado, la segunda zona con más perforaciones registradas es el área de Cuencas del Sureste. Sin embargo, con el paso de los años, los pozos han ido disminuyendo, a tal punto que en la actualidad sólo el 15% de los pozos totales fueron perforados en esta área.

El tipo de pozo más perforado fue de desarrollo, siendo 2019 el año donde más pozos se perforaron (61), esto se puede observar en la Figura 23. Además, tal parece que existe un interés en la exploración de nuevas formaciones de hidrocarburos, ya que se han perforado algunos

pozos exploratorios en diferentes años, siendo nuevamente 2019 el año con mayor número de perforaciones exploratorias registradas y en 2021 se han perforado 7.

Los tipos de pozos que casi no se presentan en el área son los delimitadores, ya que únicamente se perforaron 2 en 2017, 2 en 2018 y 3 en 2020. Es importante aclarar que el concepto de “Otros” en el año 2019 corresponde a 1 pozo de sondeo estratigráfico, ubicado en Veracruz de Ignacio de la Llave, mientras que en 2021 corresponde a 2 pozos inyectores ubicados en Tabasco.

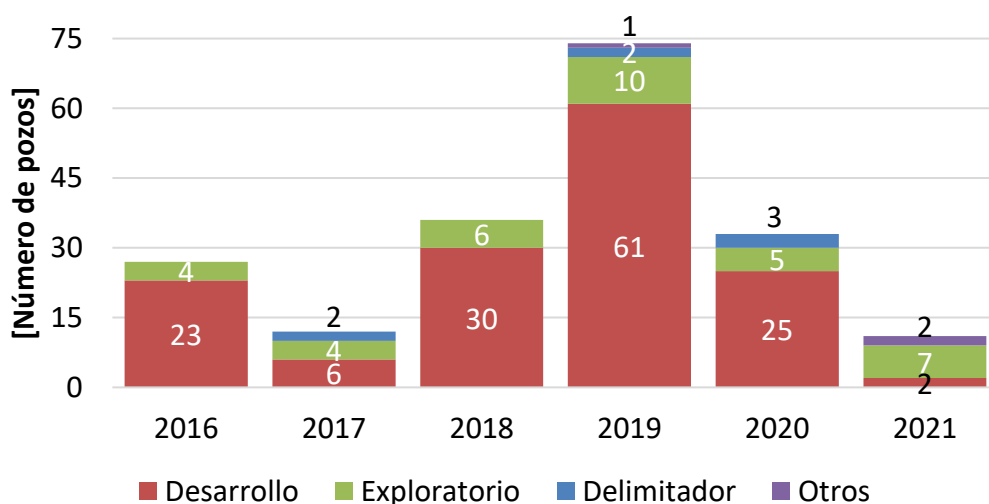


Figura 23. Tipos de pozos en zona Cuencas del Sureste.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Por último, para concluir con el análisis de los pozos terrestres, el porcentaje restante de la totalidad de pozos perforados corresponde a las zonas de Burgos-Norte y Veracruz, siendo esta última la zona con menor cantidad de perforaciones.

De acuerdo con los datos registrados, estas zonas fueron atractivas principalmente durante los años 2018 y 2019, ya que respectivamente representaron alrededor de un 10% del total. Hoy en día el conjunto de estas zonas representa solamente el 5% y 4 puntos porcentuales corresponden a Burgos-Norte.

En la zona Burgos-Norte los pozos de desarrollo eran los únicos que se perforaban desde 2016 hasta el 2019. A partir de 2020 el número de pozos desarrolladores disminuyó drásticamente a una cantidad de 10, sin embargo, se empezó a invertir en pozos exploratorios que lograron encontrar formaciones de hidrocarburos prometedoras que impulsaron la perforación de 2 pozos

delimitadores. En el año en curso, solo se han perforado 2 pozos, 1 exploratorio y 1 delimitador. Toda esta información puede observarse en la Figura 24.

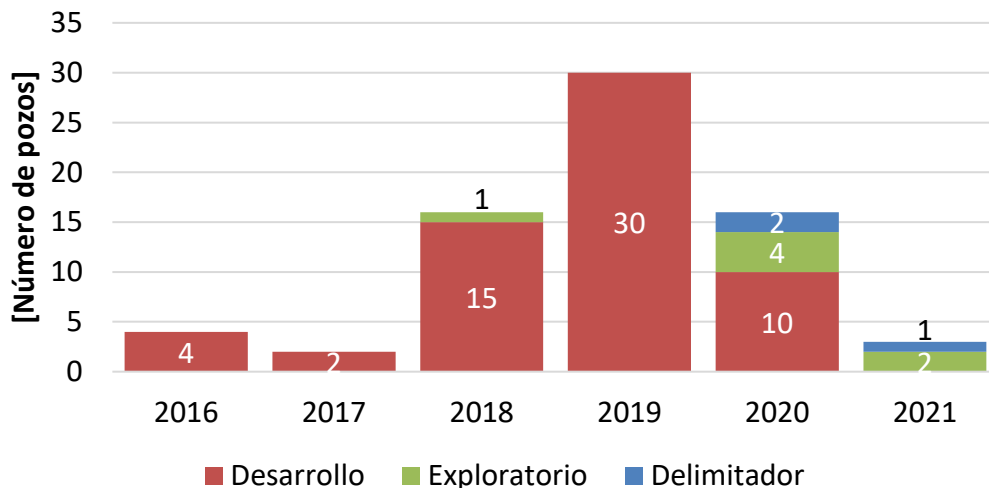


Figura 24. Tipos de pozos en zona Burgos-Norte.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Por último, la Figura 25 muestra las estadísticas correspondientes a la zona de Veracruz. Los pozos que se perforaban en la zona eran principalmente de desarrollo, hasta el año 2019, posteriormente no se perforaron más. Por otro lado, los pozos exploratorios comenzaron a perforarse a partir de 2017 y en 2020 fue cuando más se perforaron.

En lo que va del año 2021, solo se ha perforado 1 pozo en total y es exploratorio. Además, en cuanto al pozo que se encuentra bajo el concepto de “Otros” del año 2018, corresponde al pozo Ixachi-1001EXP que se categorizó como “Evaluador de Yacimiento menos Profundo”, ubicado en Veracruz de Ignacio de la Llave.

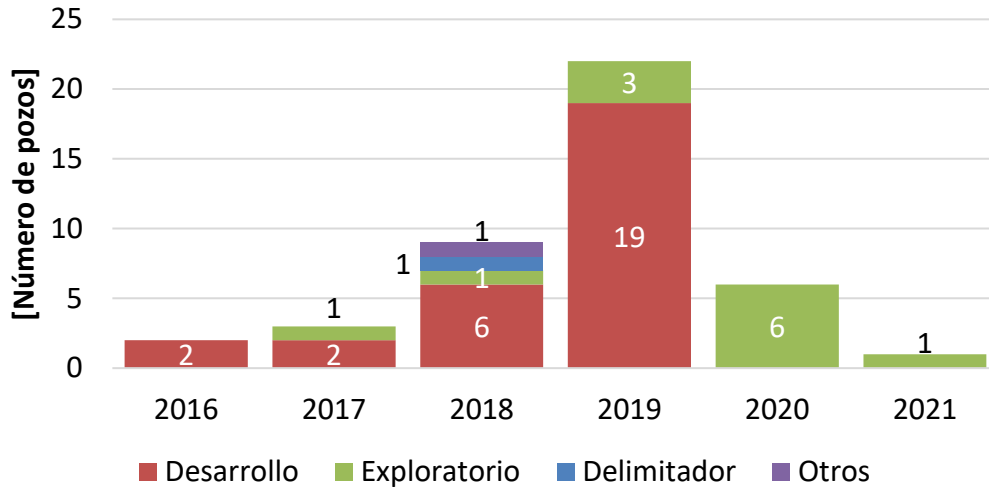


Figura 25. Tipos de pozos en zona Veracruz.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Por supuesto, los datos correspondientes al año 2021 aún pueden presentar alguna variación, pero por la cantidad de pozos perforados y tomando en cuenta que solo queda un trimestre para que termine el año, seguramente quedará registrado como el año con menor número de perforaciones terrestres durante el periodo de análisis.

3.1.3.2. Pozos marinos

Ahora bien, hablando de los pozos marinos, los “Lineamientos de Perforación de Pozos” de la CNH establecen que aquellos pozos que presenten un tirante de agua menor a 500 m (metros) son considerados como pozos en aguas someras, cuando el tirante está entre 500 y menor a 1,500 m son pozos en aguas profundas y cuando el tirante es mayor o igual a 1,500 m son categorizados como pozos en aguas ultra profundas.

En el presente trabajo se hablará de los pozos en aguas someras y aguas profundas (esta categoría incluye los pozos en aguas ultra profundas).

En cuanto a la zona ubicada en aguas someras, la Figura 26 muestra que se han perforado diferentes tipos de pozos durante el periodo 2016-2021: pozos de desarrollo, exploratorios, delimitadores y un conjunto denominado como “Otros” que abarca a los pozos de alivio,

inyectores y de sondeo estratigráfico. Al ser áreas que ya se han desarrollado anteriormente, no es de sorpresa que los pozos de desarrollo sean los que más se perforan anualmente.

El segundo tipo de pozos más perforados corresponde a los pozos exploratorios. Sin embargo, de 2016 a 2018 no pasaban de 10 pozos anuales, fue hasta 2019 que la perforación exploratoria creció a su punto máximo y se llegaron a perforar 21 pozos. Derivado de estos, también se perforaron pozos delimitadores, siendo 2017 donde se perforó el mayor número (10).

En 2021, solo se han perforado 11 pozos en total, 9 de desarrollo, 1 exploratorio y 1 delimitador. Bajo el concepto de “Otros”, únicamente se han perforado 7 pozos distribuidos entre el año 2017 y el año 2019.

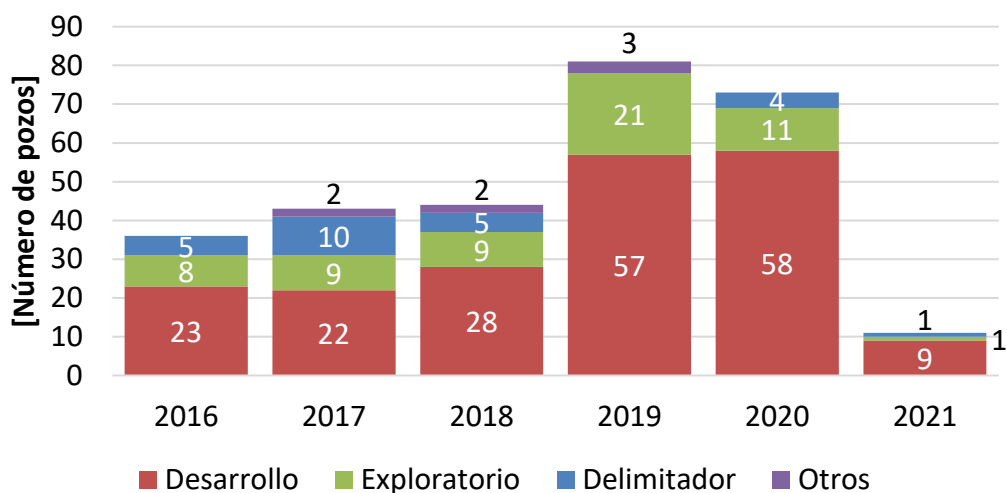


Figura 26. Tipos de pozos en aguas someras.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Por otro lado, las zonas ubicadas en aguas profundas únicamente han sido perforadas con pozos exploratorios, algunos delimitadores y otros cuantos para sondeo estratigráfico (Ver Figura 27).

Es un área que poseía pocos pozos perforados por PEMEX ya que no existía mucha información de las formaciones existentes, debido al alto costo que representa evaluar la zona. Por tanto, con los estudios que se han realizado, se comenzaron a perforar pozos exploratorios con el objetivo de conseguir descubrimientos económicamente factibles. Algunos fueron exitosos y propiciaron la perforación de pozos delimitadores.

El número total de pozos delimitadores que fueron perforados es de 5, distribuidos entre el periodo 2017-2019, mientras que los pozos para sondeo estratigráfico solo fueron perforados en los años 2018 y 2019, una unidad en cada año.

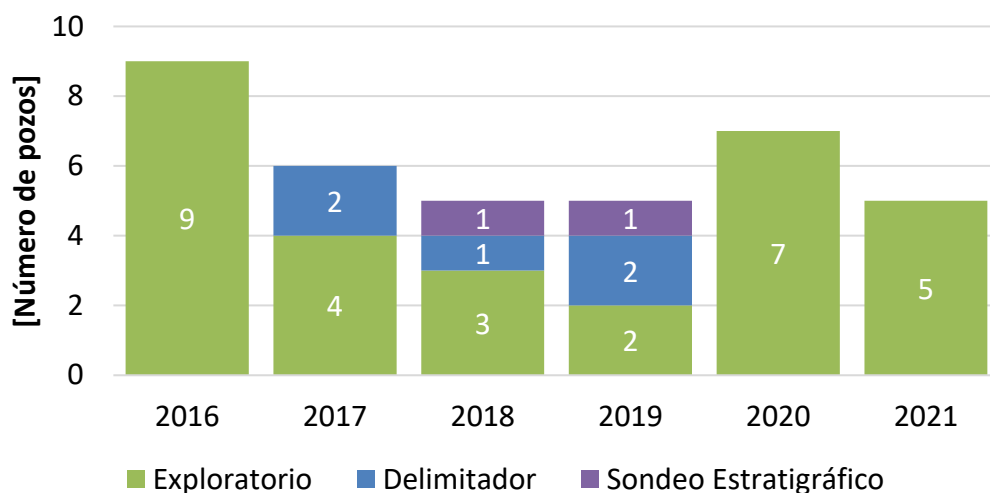


Figura 27. Tipos de pozos en aguas profundas.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Es evidente que, hasta el momento, en las zonas en aguas profundas no se han generado descubrimientos que permitan el desarrollo de nuevos campos. Esto se debe principalmente a la falta de información que había sobre el área y a los altos costos asociados a la tecnología requerida. Además, los riesgos son mayores en comparación con otras áreas.

3.1.4. Descubrimientos

De acuerdo con la CNH, el número de descubrimientos ratificados ha sido de 5 en el año 2016, 7 en el 2017, 7 en el 2018, 16 en el 2019 y 22 en el año 2020; esto se puede observar en la Figura 28. Además, tomando en cuenta el número de pozos exploratorios que se han perforado anualmente, se puede observar que el porcentaje de descubrimientos se encuentra por arriba del 20% en cada año.

El número de descubrimientos mantiene una tendencia positiva, donde el pico se presenta en el año 2020 con 61% de pozos con exitosos.

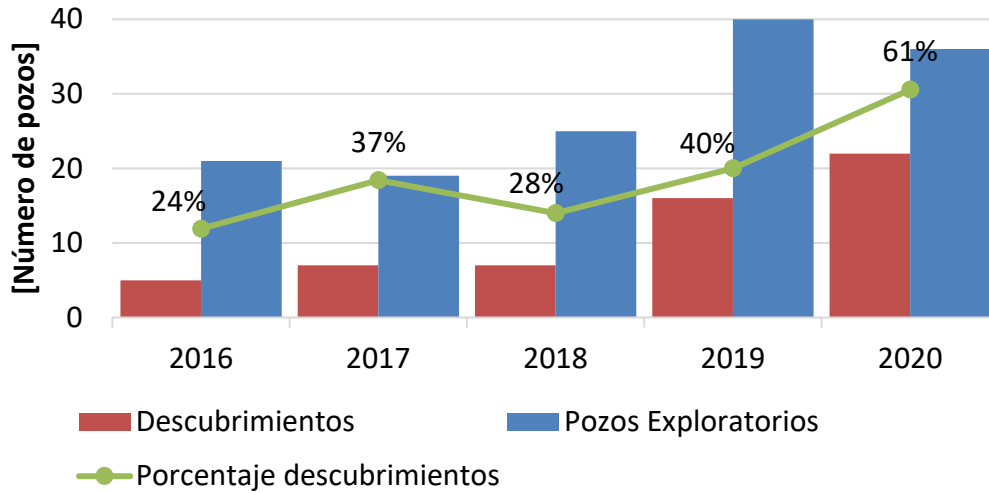


Figura 28. Descubrimientos ratificados anualmente.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Durante el periodo 2016-2020 se tiene un total de 57 descubrimientos con 141 pozos exploratorios perforados. Es importante aclarar que hasta el momento no se ha presentado el reporte trimestral de descubrimientos correspondientes al año 2021, por esa razón los datos de análisis únicamente llegan hasta el año 2020.

Los descubrimientos de 2020 representan un volumen total de 1,839 mmbpce, de los cuales 1,149 mmbbls corresponden a aceite y 3,461 mmmpc corresponden a gas. Además, el 72.5% del total proviene de asignaciones de PEMEX, mientras que el porcentaje restante de 27.5% proviene de los contratos. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

Por su parte, de los 22 descubrimientos en 2020, únicamente 8 representan el 82% del volumen total descubierto. En la Figura 29 se observan los 8 pozos descubridores y es evidente que, PEMEX es la empresa que tiene más descubrimientos con 4 terrestres y 1 marino.

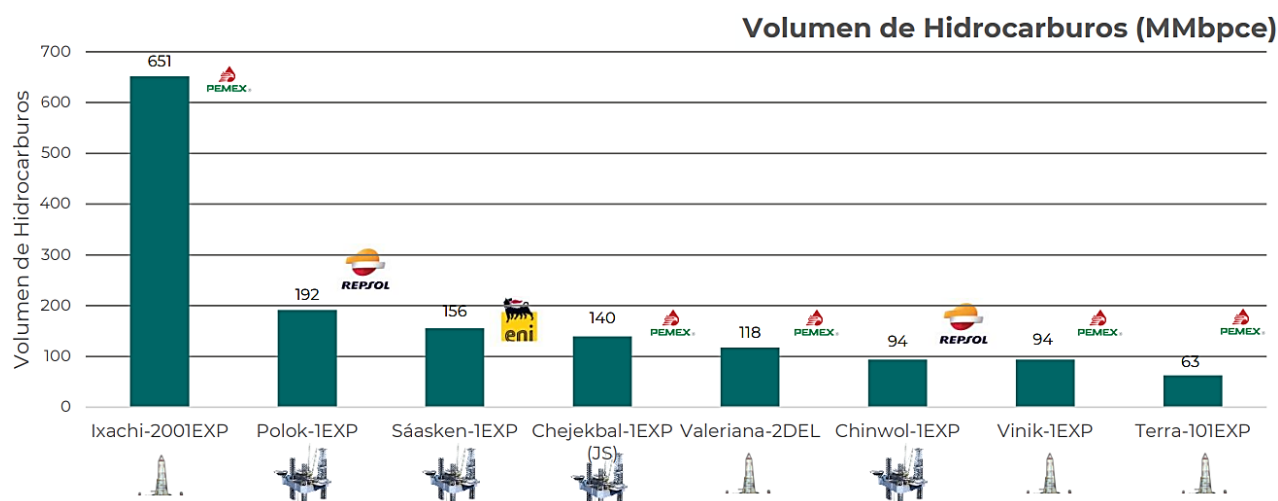


Figura 29. Pozos descubridores más relevantes en 2020.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

El pozo Ixachi-2001EXP pertenece a la asignación AE-0125-Llave, en el campo terrestre Ixachi, ubicado en la Cuenca de Veracruz (Ver Figura 30) y se espera recuperar un volumen total de 1.41 mmbbls de condensado y 11.42 mmpc de gas. Su programa de inversiones es de 6.331 mmusd (millones de dólares).

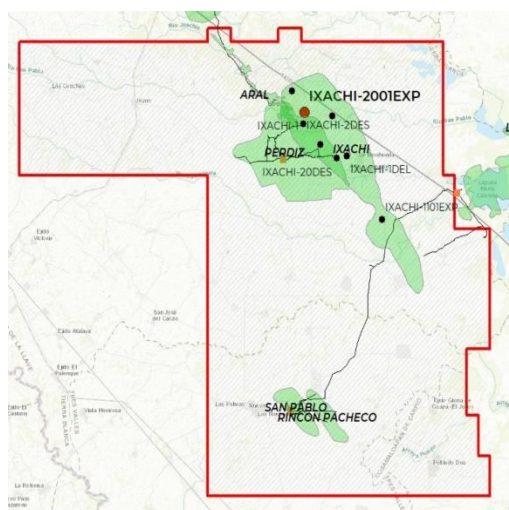


Figura 30. Área de asignación AE-0125-Llave.
(Mariano E. , 2021)

Ixachi es considerado como uno de los campos descubiertos más importantes en los últimos 25 años, debido a que contiene un total de 1,000 mmbpce en reservas 3P y se espera que en su punto de mayor madurez aporte aproximadamente 80,000 barriles. (Mariano E. , 2021)

Otro de los descubrimientos con mayor expectativa en el país es el caso del pozo Saasken-1EXP, ubicado en el área contractual 10 de la primera licitación de la ronda 2, donde la empresa firmante y operadora es Eni México, S. de R.L. de C.V. Opera bajo un contrato de producción compartida y la empresa cedió el 20% de su participación a favor de Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. y el 15% a favor de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V.

De acuerdo con la notificación emitida por Eni, el pozo descubrió un área que puede contener entre 200 y 300 mmbbls de aceite ligero en la Cuenca del Sureste y sigue siendo explorada para poder determinar con menor incertidumbre su potencial. El pozo Sayulitla-1EXP fue el segundo pozo perforado en el área como resultado del descubrimiento. (Ver Figura 31)

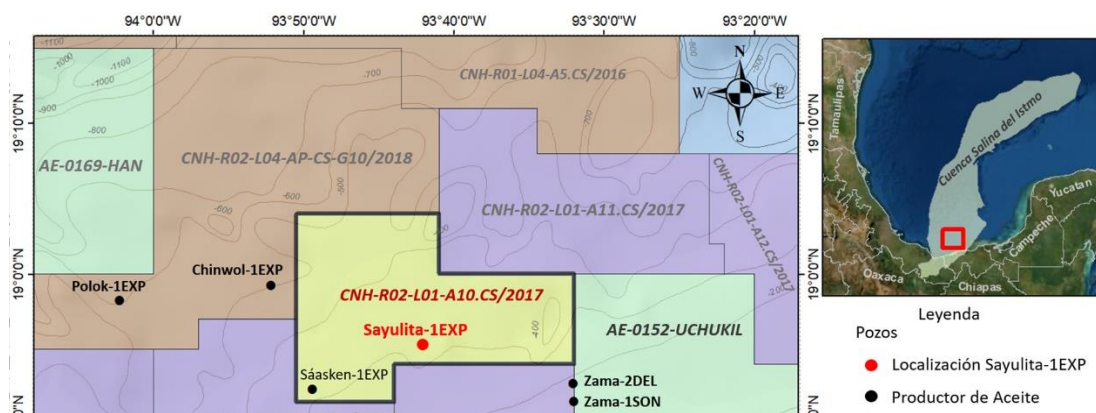


Figura 31. Área de contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.
(Gama, 2021)

Finalmente, el más grande descubrimiento hasta el momento ha sido en aguas someras con el campo Zama. Este campo fue descubierto en el área contractual 7 de la primera licitación de la ronda 1, donde las empresas firmantes fueron: Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V.; Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V.; y Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V., siendo esta última la operadora del área.

Este descubrimiento fue notificado por el operador en el año 2017 como un posible yacimiento compartido con PEMEX, ya que de forma adyacente se encuentra la asignación AE-0152-Uchukil. Debido a esto, la CNH elaboró un dictamen técnico para definir un acuerdo preliminar de unificación, donde se estableció un área preliminar para la operación unificada. Esta área se puede observar en la Figura 32 y sus características en la Tabla 11.

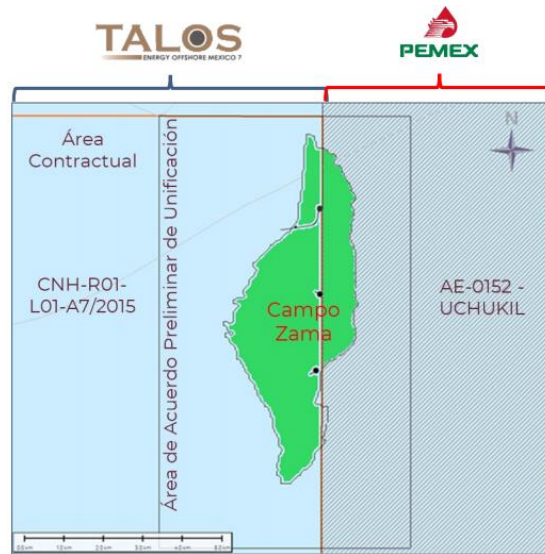


Figura 32. Representación cartográfica del campo Zama.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020)

Tabla 11. Representación cartográfica del campo Zama.

Edad del yacimiento	Mioceno Superior
Fecha de notificación de descubrimiento	11 de julio de 2017
Pozo descubridor	Zama-1SON
Área de unificación (km²*)	69.43
Tirante de agua aprox. (m)	150
Profundidad aprox. (mvbnmm**)	2,977.9

*km²: kilómetros cuadrados

**mvbnmm: metros verticales bajo el nivel medio del mar

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020)

Tras el descubrimiento, las empresas contrataron a un tercero independiente para que evaluara el yacimiento y determinara que empresa poseía mayor volumen en su área.

La firma Netherland, Sewell & Associates determinó que la empresa estadounidense poseía 59.6% de los recursos totales del campo Zama, mientras que otra empresa de ingeniería de

yacimientos concluyó que el consorcio liderado por Talos posee el 49.6% de la participación bruta del campo y PEMEX posee el 50.4%. (Mariano E. , 2021)

En cuanto a los recursos esperados Netherland, Sewell & Associates estimó que pueden existir de 670 a 1,010 mmbpce con una producción estimada de entre 150-175 mmbpced (millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios).

Cabe señalar que, aún con los datos obtenidos, el consorcio del bloque 7 y PEMEX no pudieron llegar a un acuerdo para determinar al operador, por tanto, la SENER fue la encargada de designarlo. PEMEX fue el ganador y fue nombrado operador, sin embargo, Talos no quedó satisfecho con la decisión y piensa pelear por la operación del bloque por todos los medios legales posibles.

3.2. Producción de hidrocarburos

Es claro que la producción nacional mantiene una tendencia negativa aún con la Reforma, por lo tanto, es importante identificar si el problema proviene de la producción generada por la empresa estatal o por los contratistas, con el fin de determinar posibles soluciones.

3.2.1. Asignaciones

Las asignaciones pueden pertenecer a cualquier empresa productiva del Estado. Sin embargo, en la actualidad únicamente PEMEX ostenta este título y es la empresa que sostiene la producción total del país. La producción de aceite proveniente de las asignaciones representa el 93% de la producción total y en el caso del gas, el 95%.

PEMEX ha operado un total de 250 campos que han producido aceite en algún momento entre los años 2016 y 2021. Actualmente 192 campos sostienen la producción, y se encuentran ubicados en zonas terrestres y marinas (sólo en aguas someras) repartidos principalmente en la costa del Golfo de México.

Es de notar que la producción de la empresa es sostenida por 5 campos, que representan un poco más del 50% de la producción total. Estos campos son: Maloob, Zaap, Xanab, Ku y Ayatsil.

Al observar la Figura 33 es visible que la producción de la empresa y del país depende en gran medida de la aportación de Maloob y Zaap. En conjunto representan un 38% y cualquier problema o accidente técnico que los afecte podría generar una pérdida importante para el país, dependiendo de la duración del incidente.

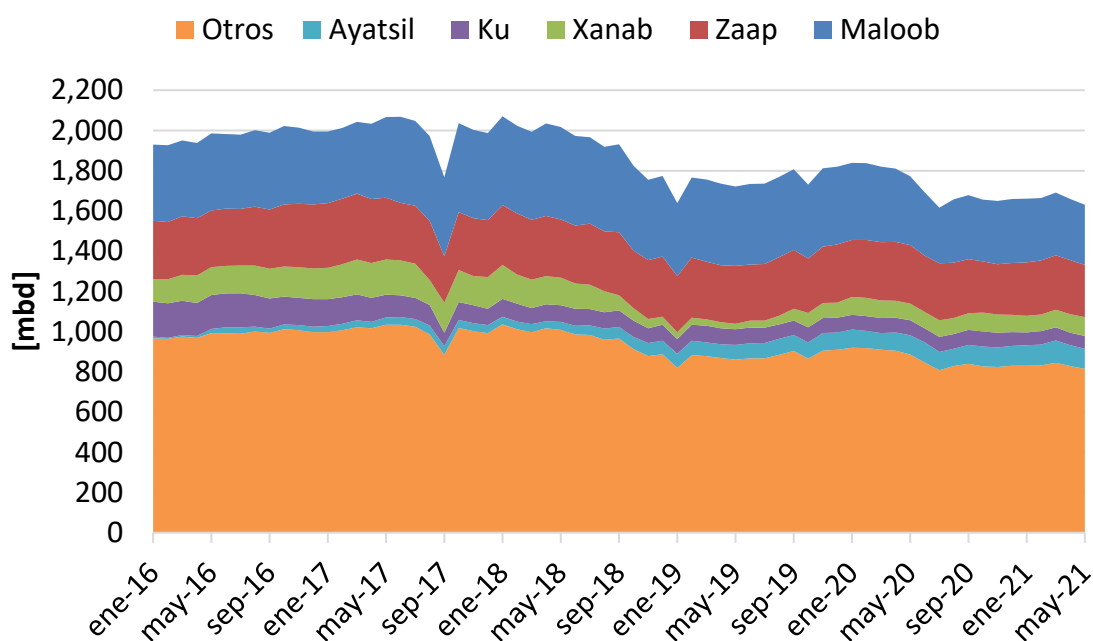


Figura 33. Producción de aceite por asignaciones.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

En el caso del gas, PEMEX ha operado 435 campos que han sido explotados en algún punto del periodo 2016-2021. Hoy en día la producción de gas de la empresa proviene de 308 campos, de los cuales 116 corresponden a gas no asociado y 192 a gas asociado.

Los 5 campos más importantes para la producción de gas son Akal, Xux, Ku, Maloob y Zaap, como lo podemos observar en la Figura 34. Estos campos representan el 48% de la producción total, especialmente el campo Akal quien, por sí solo, representa el 23%.

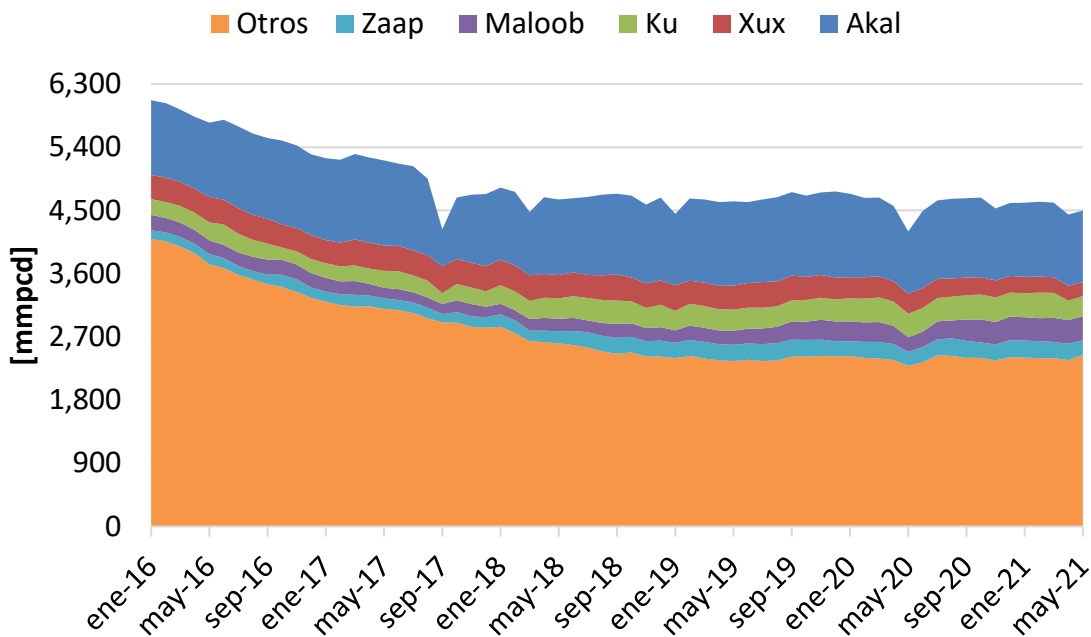


Figura 34. Producción de gas por asignaciones.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Es evidente que, en la actualidad, la producción de la empresa también ha disminuido con respecto a 2016, 70% en el caso del aceite y 67% en el caso del gas. Es importante mencionar que PEMEX operaba 316 campos durante el año 2020 y actualmente redujo el número a 308.

La mayoría de estos campos son considerados como campos maduros, lo que significa que su producción se encuentra en la fase de declinación y se requiere del uso de técnicas especiales para poder elevar el volumen de hidrocarburos a extraer.

Hasta el momento no se ha podido fortalecer a la empresa para que sea capaz de cambiar la tendencia de su producción, pero habrá que esperar para ver los resultados que presenten los nuevos descubrimientos.

3.2.2. Contratos

Es importante destacar que la producción de empresas privadas aún no ha logrado presentar un gran impacto dentro de la producción nacional de México. Sin embargo, es importante vigilar el

comportamiento de la producción de cada empresa para poder tomar acciones pertinentes, en un momento dado.

En el caso del aceite, desde el año 2016, 18 empresas han tenido producción en el país. La Tabla 12 muestra el comportamiento de la producción de aquellas empresas privadas que han podido extraer aceite en el territorio mexicano, así como el volumen acumulado de aceite producido. Es importante señalar que, para el caso de PEMEX, únicamente se muestra el volumen producido en las áreas Ek y Balam, las cuales se encuentran bajo un régimen de contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en solitario.

Se puede observar que PEMEX es la empresa con mayor volumen producido con 4,341.07 mmbbls, seguido por Petrofac México con 906.28 mmbbls, Eni México con 612.76 mmbbls, Diavaz Offshore con 438.61 mmbbls y Deutsche Erdoel México con 403.25 mmbbls. Estas empresas aún mantienen operaciones en el país y también son las que han tenido mayor producción durante el año 2021.

Por otro lado, la tabla también muestra otras empresas que ya no operan en territorio nacional, o bien, otras que apenas se encuentran en la fase de exploración o evaluación y obtuvieron un pequeño volumen de aceite debido a pruebas.

Cabe resaltar el caso de 3 empresas: Canamex Energy Holdings, que finalizó su contrato el 19 de julio de 2018, presentando a la CNH la renuncia total al área contractual 14 de la tercera licitación de la ronda 1; Diarqco que opera el campo Calicanto mediante el nombre de “Calicanto Oil & Gas, S.AP.I. de C.V.” (nombre de la empresa firmante); y Talos Energy Offshore, el primer operador privado que descubrió el mega campo en aguas profundas.

Por último, la Figura 35 indica que, en el periodo de 2016 a mayo de 2021, las empresas de origen mexicano han extraído 67% del volumen total acumulado de aceite, mientras que el otro 33% ha sido extraído por compañías extranjeras, lideradas por la empresa de Reino Unido Petrofac y la italiana Eni.

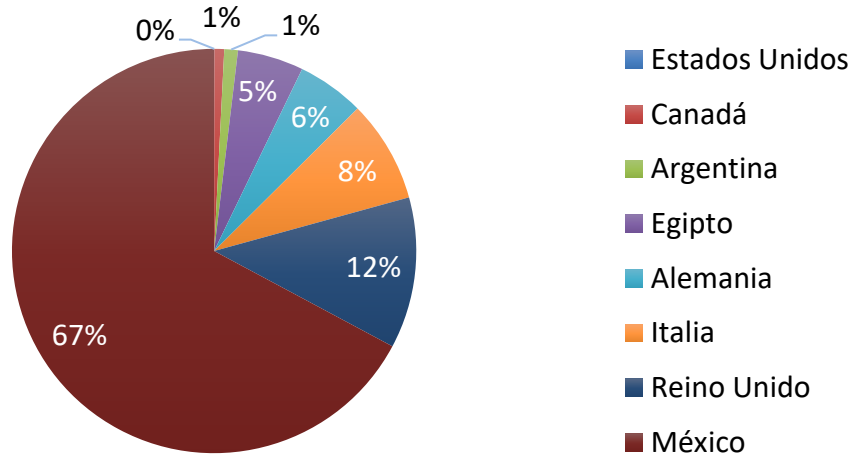


Figura 35. Participación en la producción de aceite por contratos.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Por otro lado, la Tabla 13 muestra que 25 empresas han logrado extraer gas del territorio nacional, siendo Servicios Múltiples de Burgos la empresa número uno, con un volumen extraído de 6,687 mmmpc, seguida por Deutsche Erdoel con 1,280 mmmpc y por Consorcio Petrolero 5M del Golfo con 1,127 mmpc.

Es importante señalar que la empresa estatal mexicana tiene el quinto lugar entre las empresas que han obtenido mayor volumen de gas acumulado y el tercer lugar entre las empresas con mayor producción registrada durante el año 2021 (hasta el mes de mayo). La empresa Servicios Múltiples de Burgos se encuentra en el primer lugar con una producción de 471.86 mmpcd. De las empresas que se muestran, solo Canamex Energy es la única que actualmente ya no tiene actividades en el país, por la renuncia a su contrato.

Tabla 12. Producción de aceite de empresas privadas en México.

No.	Compañía	Origen	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia prod.	Volumen Acumulado [mmbbls]
			[mbd]							
1	Pemex Exploración y Producción		0.00	256.16	412.82	553.66	764.20	350.85		4341.07
2	Petrofac México S.A. de C.V.		0.00	3.14	87.02	130.49	176.02	91.37		906.28
3	Eni México S. de R.L. de C.V.		0.00	0.00	0.00	57.59	192.38	80.01		612.76
4	Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.		0.87	0.61	39.26	89.20	75.40	30.86		438.61
5	Deutsche Erdoel México S. de R.L. de C.V.		0.00	0.00	47.40	68.35	77.41	23.99		403.25
6	Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V.		0.00	0.00	53.31	60.93	71.08	27.85		395.86
7	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.		4.83	12.45	31.59	39.63	30.14	11.76		242.14
8	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.		5.42	7.61	5.86	4.49	4.28	1.63		54.39
9	Hokchi Energy S.A. de C.V.		0.00	0.00	0.00	0.03	12.75	20.02		60.90
10	Vista Oil & Gas Holding II S.A. de C.V.		0.00	0.08	2.32	4.12	3.48	1.16		20.70
11	Oleum del Norte S.A.P.I. de C.V.*		0.00	0.00	0.00	0.36	2.80	0.68		7.12
12	Tonalli Energía S.A.P.I. de C.V.		0.00	0.00	0.55	1.07	0.62	0.31		4.74
13	Perseus		0.00	0.39	0.31	0.69	0.19	0.00		2.91
14	Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A. de C.V.		0.00	0.00	0.01	0.38	0.16	0.11		1.23
15	Talos Energy Offshore México		0.00	0.00	0.00	0.46	0.00	0.00		0.85
16	Canamex Energy Holdings S.A.P.I. de C.V.**		0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		1.11
17	Bloque VC-01 S.A.P.I. de C.V.***		0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.25		0.79
18	Diarqco S.A. de C.V.		0.00	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00		0.40

*Conformada por: Desarrolladora Oelum, Ingeniería y Equipos Conequipos Ing., Industrial Consulting (colombianas), Marat International y Constructora Tzulán (mexicanas).

**Conformada por: Perfolat, American Oil Tools (mexicanas) y Canamex Dutch (holandesa).





***Conformada por: Tubular Technology, Suministros Marinos e Industriales de México, Golfo Suplemento Latino (mexicanas) y Roma Exploration and Production (estadounidense).

(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Tabla 13. Producción de gas de empresas privadas en México.

No.	Compañía	Origen	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia prod.	Volumen Acumulado [mmpc]
			[mmpcd]							
1	Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V.		0.00	0.00	592.64	1,171.04	1,365.96	471.86		6,687.99
2	Deutsche Erdoel México S. de R.L. de C.V.		0.00	0.00	180.94	196.86	230.34	81.26		1,280.22
3	Consortio Petrolero 5M del Golfo		87.27	117.51	110.19	125.27	117.98	49.11		1,127.80
4	Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V.		0.00	0.00	146.84	165.26	167.39	62.46		1,006.40
5	Pemex Exploración y Producción		0.00	45.22	82.30	125.77	181.86	83.09		962.35
6	Petrofac México S.A. de C.V.		0.00	2.76	68.16	97.93	161.78	69.50		743.03
7	CMM		51.17	70.70	70.45	85.44	65.83	26.71		687.63
8	Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.		2.37	0.32	36.38	159.70	106.97	26.71		617.34
9	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.		44.00	69.82	65.50	61.01	60.55	24.59		604.40
10	Strata		45.47	83.05	74.84	57.25	43.63	17.01		596.56
11	Pantera Exploración y Producción 2.2 S.A.P.I. de C.V.*		0.00	4.92	86.26	77.80	79.00	44.08		542.35
12	Eni México S. de R.L. de C.V.		0.00	0.00	0.00	40.62	186.63	93.25		595.18
13	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ		0.00	2.23	40.25	50.38	57.52	28.02		331.29

*Conformada por Sun God de México (filial de Sun God Resources Inc, compañía canadiense) y Jaguar Exploración y Producción.

14	GS Oil & Gas S.A.P.I. de C.V.		10.18	27.88	27.93	23.08	33.54	11.24		248.58
15	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.		9.06	18.59	22.54	29.03	19.88	13.84		209.71
16	Dunas Exploración y Producción S.A.P.I. de C.V.		9.12	18.21	15.93	15.71	8.01	6.18		135.86
17	Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A. de C.V.		0.00	0.27	5.50	6.40	6.58	2.64		39.72
18	Perseus		0.00	0.02	0.12	14.78	4.62	0.00		36.28
19	Hokchi Energy S.A. de C.V.		0.00	0.00	0.00	0.01	5.48	7.74		24.56
20	Vista Oil & Gas Holding II S.A. de C.V.		0.00	0.38	3.28	2.40	0.57	0.17		12.64
21	Oleum del Norte S.A.P.I. de C.V.**		0.00	0.00	0.00	1.30	1.62	0.71		6.74
22	Tonalli Energía S.A.P.I. de C.V.		0.00	0.00	0.68	1.54	0.56	0.23		5.57
23	Diarqco S.A. de C.V.		0.00	0.00	0.35	0.00	0.00	0.00		0.64
24	Bloque VC-01 S.A.P.I. de C.V.***		0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.32		0.89
25	Canamex Energy Holdings S.A.P.I. de C.V.****		0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.70

**Conformada por 3 empresas colombianas (Desarrolladora Oelum, Ingeniería y Equipos Conequipos Ing, Industrial Consulting) y por 2 mexicanas (Marat International y Constructora Tzaulán).

***Conformada por 3 empresas mexicanas (Tubular Technology, Suministros Marinos e Industriales de México y Golfo Suplemento Latino) y una americana (Roma Exploration and Production).

****Conformada por una empresa holandesa (Canamex Dutch) y dos mexicanas (Perfolat y American Oil Tools).

(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

En el caso del gas, la Figura 36 señala que 74% del volumen acumulado, en el periodo de 2016 a mayo del 2021, fue obtenido por empresas mexicanas, seguidas por la empresa alemana Deutsche que tiene el segundo lugar con un 8%. Esto demuestra que las empresas extranjeras aún no participan de forma significativa en la producción de este hidrocarburo.

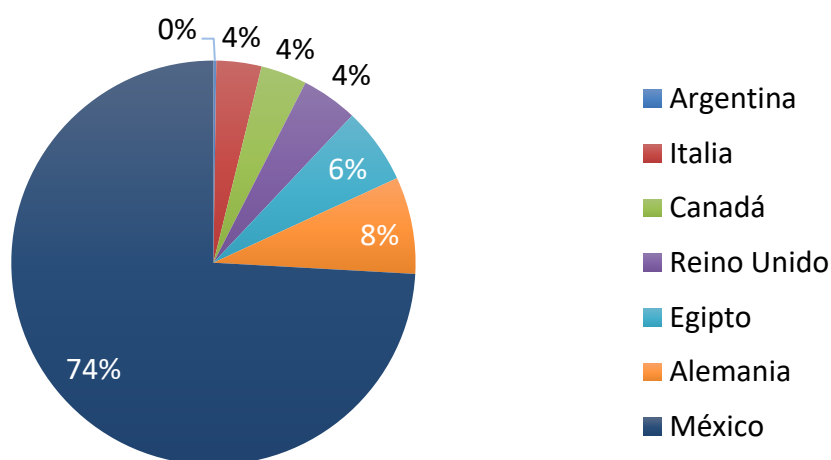


Figura 36. Participación en la producción de gas por contratos.
(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2021)

Como se pudo observar en la Tabla 12 y en la Tabla 13, las empresas privadas también presentan una tendencia negativa en la producción de hidrocarburos, tanto en el caso del aceite como del gas y esto ha sido, en su mayoría, ocasionado por la pandemia. Sin embargo, es un problema que debe solucionarse lo más pronto posible.

El confinamiento de la población y el decremento en la demanda de hidrocarburos y sus derivados, son factores que fueron ocasionados debido a la pandemia y generaron una disminución en la rentabilidad de proyectos, favoreciendo la tendencia negativa de la producción.

Por otro lado, el país corre el peligro de enfrentar dos grandes problemáticas que, de igual forma, podrían afectar la producción privada. El primero es la falta de “piso parejo” que perciben las empresas con respecto al trato que PEMEX recibe por parte del gobierno, esto podría desanimar a la iniciativa privada para seguir invirtiendo en el país.

Por último, el segundo factor podría derivar de 3 aspectos fundamentalmente: los descubrimientos no comerciales que han tenido las empresas, la cancelación de farmouts y la prohibición del fracking en México. Estos supuestos pueden crear una frustración que evolucione en un cambio de priorización de proyectos de cada empresa, alejando la inversión privada del país. Como es el caso de la empresa canadiense Renaissance Oil Corp, donde su fundador ha expresado abiertamente la inconformidad con los cambios en la legislación de México que limitan la operación en sus áreas.

3.3. Inversiones

Además de los avances técnicos que se han analizado hasta el momento, también es importante analizar el comportamiento de las inversiones ejercidas.

En primer lugar, en la Tabla 14 podemos observar el dinero que ingresó al país únicamente por concepto de desempate para algunos contratos que lo requirieron. La zona de aguas profundas fue la que tuvo mayores casos de empate, principalmente en la ronda 2, licitación 4, sumando un total de 1,149 mmusd.

Por su parte, la zona terrestre tuvo un total de 342.56 mmusd donde la mayoría del dinero provino de la ronda 2, licitación 3. Y finalmente, el área de aguas someras sumó un total de 154.05 mmusd principalmente por los empates generados en la ronda 3, licitación 1.

Tabla 14. Ofertas de pago en efectivo por empate.

Contratos	Tipo de contrato	[mmusd]		
		Aguas profundas	Aguas someras	Terrestre
CNH-A1-TRION/2016	Licencia	624.00	-	-
CNH-A3-CARDENAS-MORA/2018	Licencia	-	-	41.50
CNH-A4-OGARRIO/2018	Licencia	-	-	213.87
TOTAL ASOCIACIONES		624.00	0.00	255.37
CNH-R02-L01-A9.CS/2017	Producción compartida	-	30.00	-
TOTAL R02-L01		0.00	30.00	0.00

CNH-R02-L02-A7.BG/2017	Licencia	-	-	4.13
TOTAL R02-L02		0.00	0.00	4.13
CNH-R02-L03-BG-01/2017	Licencia	-	-	4.24
CNH-R02-L03-BG-02/2017	Licencia	-	-	2.98
CNH-R02-L03-CS-01/2017	Licencia	-	-	28.89
CNH-R02-L03-CS-04/2017	Licencia	-	-	6.18
CNH-R02-L03-CS-05/2017	Licencia	-	-	13.17
CNH-R02-L03-TM-01/2017	Licencia	-	-	26.10
CNH-R02-L03-VC-01/2018	Licencia	-	-	1.50
TOTAL R02-L03		0.00	0.00	83.06
CNH-R02-L04-AP-CM-G01/2018	Licencia	30.25	-	-
CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018	Licencia	90.15	-	-
CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018	Licencia	110.15	-	-
CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018	Licencia	43.15	-	-
CNH-R02-L04-AP-CS-G10/2018	Licencia	151.25	-	-
CNH-R02-L04-AP-PG06/2018	Licencia	10.03	-	-
CNH-R02-L04-AP-PG07/2018	Licencia	90.03	-	-
TOTAL R02-L04		525.01	0.00	0.00
CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018	Producción compartida	-	13.08	-
CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018	Producción compartida	-	51.15	-
CNH-R03-L01-G-CS-01/2018	Producción compartida	-	59.82	-
TOTAL R03-L01		0.00	124.05	0.00
TOTAL POR REGIÓN		1149.01	154.05	342.56

(Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, s.f.)

En segundo lugar, en la Figura 37 se muestra el histórico de las inversiones que han sido aprobadas en los distintos contratos adjudicados mediante las licitaciones generadas por la CNH, incluyendo un pronóstico hasta el año 2025. Se muestran de forma anual y son los valores correspondientes para la realización de las actividades que han sido incluidas dentro de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, en sus respectivos planes de exploración, evaluación y desarrollo.

Todos los planes han sido aprobados por la CNH, así como sus programas de trabajo y presupuesto. Como se puede observar, los valores son a enero de 2021.

Inversión Aprobada en Planes de Exploración, Evaluación y Desarrollo

Enero 2021

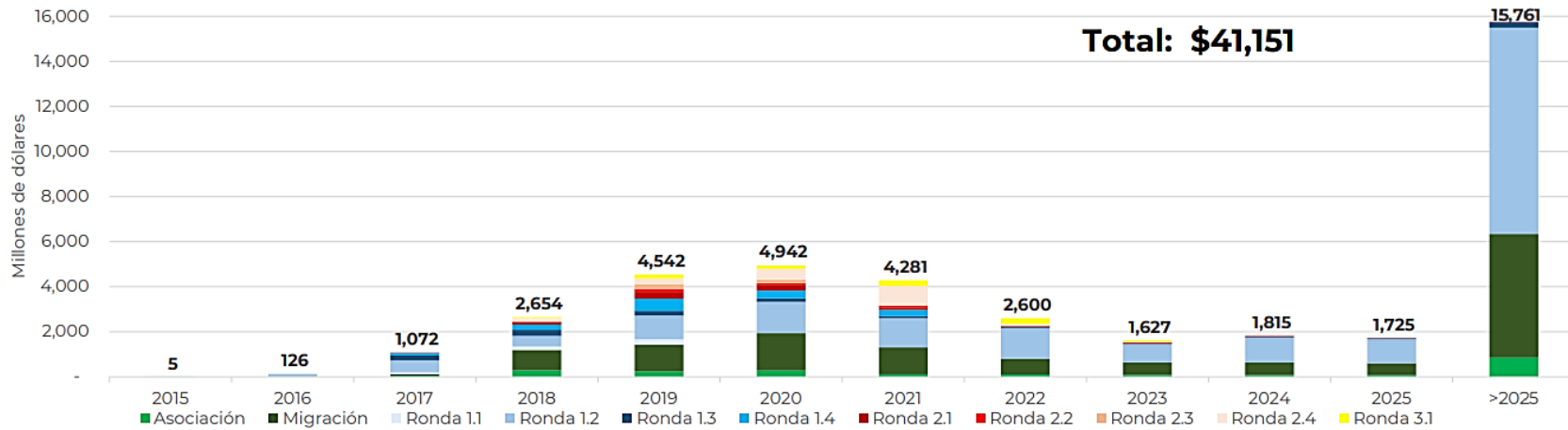


Figura 37. Inversión aprobada en planes de Exploración, Evaluación y Desarrollo.
(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

Es de resaltar, que el año 2020 ha sido el año donde se aprobó mayor inversión, con un total de 4,942 mmusd. En este caso, las migraciones fueron las que requirieron mayor presupuesto con 1,655 mmusd, seguidas por los contratos correspondientes a la ronda 1.2 con 1,328 mmusd.

Para el año 2021 las inversiones aprobadas tuvieron una reducción de 13.4% con respecto al año anterior, aunque las migraciones y los contratos de la ronda 1.2 siguieron siendo los que mayores números representan, 1,194 mmusd y 1,294 mmusd respectivamente.

Por otro lado, se espera que las inversiones para los próximos años sean menores a 2,000 mmusd teniendo un pico para el año 2024 de 1,815 mmusd y nuevamente, los contratos de la ronda 1.2 serán los que mayor inversión representen con valores por arriba del 50%.

En la Tabla 15 se muestran los contratos donde más inversiones han sido ejercidas hasta el 31 de enero de 2021. PEMEX encabeza la lista con la migración Ek-Balam que tiene una inversión acumulada de 3,840 mmusd, en segundo lugar se encuentra Eni con una inversión de 2,015 en el área 1 de la ronda 1.2, en tercer lugar Fieldwood con 2,015 mmusd en el área 4 de la ronda 1.2, en cuarto lugar Hokchi con 1,278 mmusd en el área 2 de la ronda 1.2 y finalmente, el quinto lugar le pertenece a Petrofac, operador de la segunda migración correspondiente al área de Santuario y El Golpe, con 522 mmusd ejercidos hasta el momento.

Tabla 15. Contratos con mayor inversión acumulada.

Número	Contrato	Operador	Total hasta 2021 [mmusd]
1	CNH-M1-EK-BALAM/2017	PEMEX	3,840
2	CNH-R01-L02-A1/2015	ENI México	2,015
3	CNH-R01-L02-A4/2015	Fieldwood Energy E&P México	1,545
4	CNH-R01-L02-A2/2015	Hokchi Energy	1,278
5	CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017	Petrofac México	522

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021)

Por último, de los 52 contratos que han tenido aprobación de inversión, Shell opera 10, siendo la empresa privada con más contratos en el país, seguida por PEMEX con 8 y Eni, Repsol y Pantera con 6 cada una. Además, hasta el momento, se ha invertido un total de 17,632 mmusd tomando

en cuenta a todas las empresas que han tenido operación en el país, únicamente a través de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. De esta cantidad total, PEMEX ha representado el 39% de la inversión total, seguido por Eni con el 24%, Fieldwood con el 15%, Hokchi con otro 15% y Shell con 7%. (Ver Figura 38)

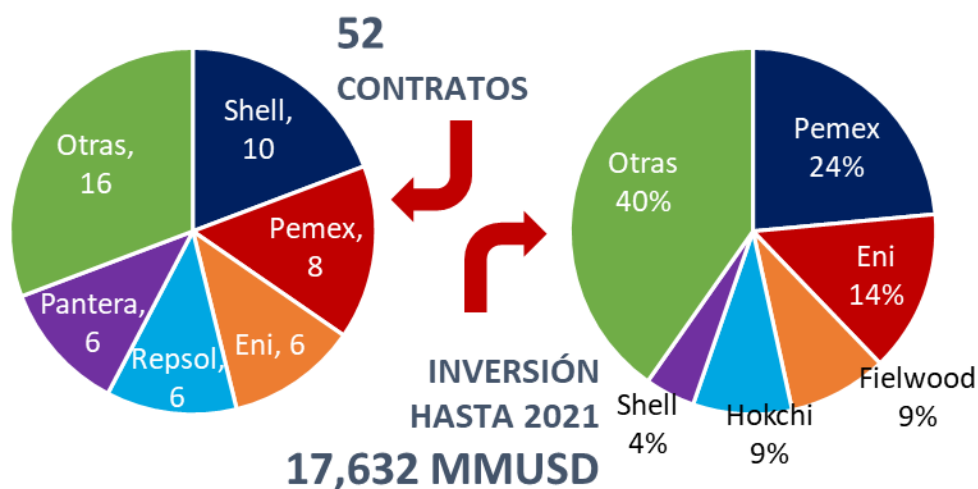


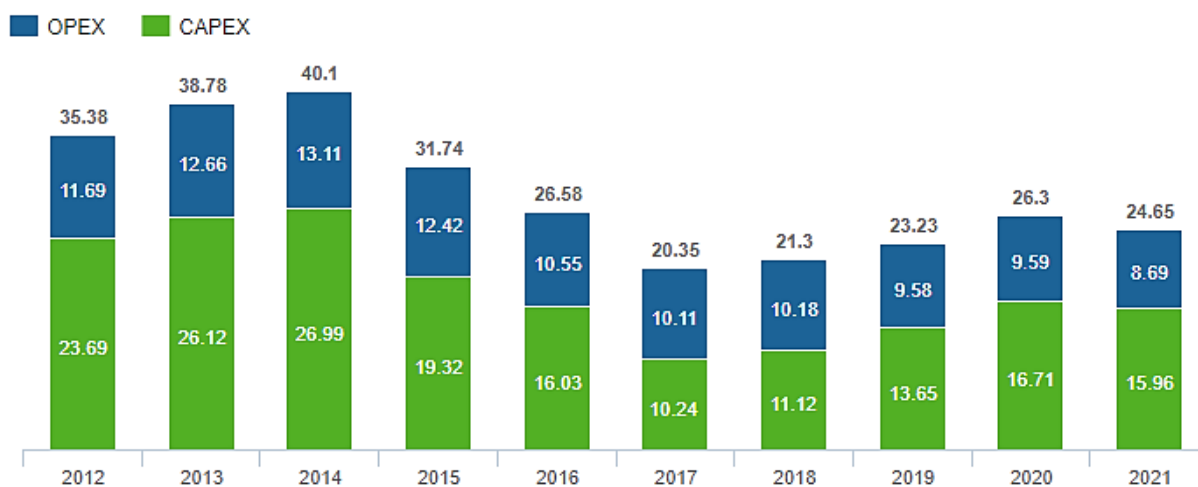
Figura 38. Empresas destacadas por contratos e inversiones. (Petroleos Mexicanos, 2021)

El caso de Shell es curioso debido a que, al ser la empresa con más contratos en el país, se esperaría que también fuera la que más inversión ha ejercido, sin embargo, ocupa el quinto puesto dentro de las empresas con mayor inversión acumulada hasta el 2021.

En el caso de PEMEX, tiene una participación importante a través de las migraciones que solicitó, sin embargo, la inversión no proviene totalmente de la empresa estatal, sino del conjunto de socios que posee en cada área. Esto permite que PEMEX pueda priorizar sus proyectos y le dé más peso a aquellos que le brinden un mayor beneficio económico.

Por último, en la Figura 39 se muestran las cifras que la empresa estatal ha erogado anualmente, tanto gastos de inversión (CAPEX, por sus siglas en inglés) como gastos operacionales (OPEX, por sus siglas en inglés). Como se puede observar, durante el periodo 2012-2021 los gastos tuvieron un pico durante el año 2014, posteriormente decrecieron 49.2% para el año 2017 y nuevamente empezaron a elevarse para el año 2020 en un 29.2%.

Para el año 2020 el CAPEX representaba el 63.5% de los gastos totales y el 36.5% restante correspondía a OPEX. Por su parte, en el año 2021 los porcentajes se mantienen casi iguales: 64.7% para OPEX y 35.3% para CAPEX. Sin embargo, en cuanto a los gastos totales de la empresa, han disminuido en un 6.3%.



NOTA. Considera gasto de mantenimiento de E&P. Las cifras de inversión son registradas en pesos. Las cifras han sido convertidas a los siguientes tipos de cambio históricos promedio: MXN 13.16/USD para 2012, MXN 12.77/USD para 2013, MXN 13.30/USD para 2014, MXN 15.85/USD para 2015, MXN 15.90/USD para 2016, MXN 18.20/USD para 2017, MXN 18.40/USD para 2018, MXN 20.00/USD para 2019, MXN 19.90/USD para 2020 y MXN 22.09/USD para 2021.

Figura 39. Erogaciones en inversión y operación de PEMEX en mmmUSD.
(Petroleos Mexicanos, 2021)

Como se pudo apreciar, la inversión total de 2021, tomando en cuenta a los operadores de los contratos y a PEMEX, suma un total de 28,931 mmmUSD. Mientras que durante el periodo 2015-2021 la inversión total es de 191,782 mmmUSD, donde los contratos representan el 9.2% y PEMEX el 90.8%. En conclusión, PEMEX sigue siendo la principal empresa que invierte en el país.

3.4. Empleos en el sector

Por último, para finalizar con el análisis, es necesario observar el comportamiento de los empleos que se han generado de forma anual hasta el momento.

De acuerdo con las cifras publicadas en las estadísticas del IMSS (Instituto Mexicano del Seguro Social) los empleos en el Sector Económico, en la actividad “Extractiva”, específicamente en el

área de “Exploración y Extracción de Petróleo y Gas Natural”, han estado por arriba de los 10,000 anualmente.

En la Figura 40 se puede observar que los puestos de trabajo fueron creciendo desde el año 2016 hasta llegar a un máximo de 15,591 en el año 2019. Sin embargo, el número de puestos decreció para el año 2020 en un 19%, esto se traduce en 3,097 puestos menos con respecto al año 2019.

Cabe aclarar que estos empleos corresponden al sector privado de la industria y no considera a los empleados de PEMEX. Además, otro factor de interés que se aprecia en la figura, es la distribución de los empleos por géneros; anualmente el 85% de las personas contratadas son hombres, mientras que el 15% restante son mujeres.

El acumulado de puestos de trabajo creados en el periodo 2016-2020 llega a un total de 61,768, de los cuales 52,503 pertenecen al género masculino y 9,265 al género femenino, aproximadamente.

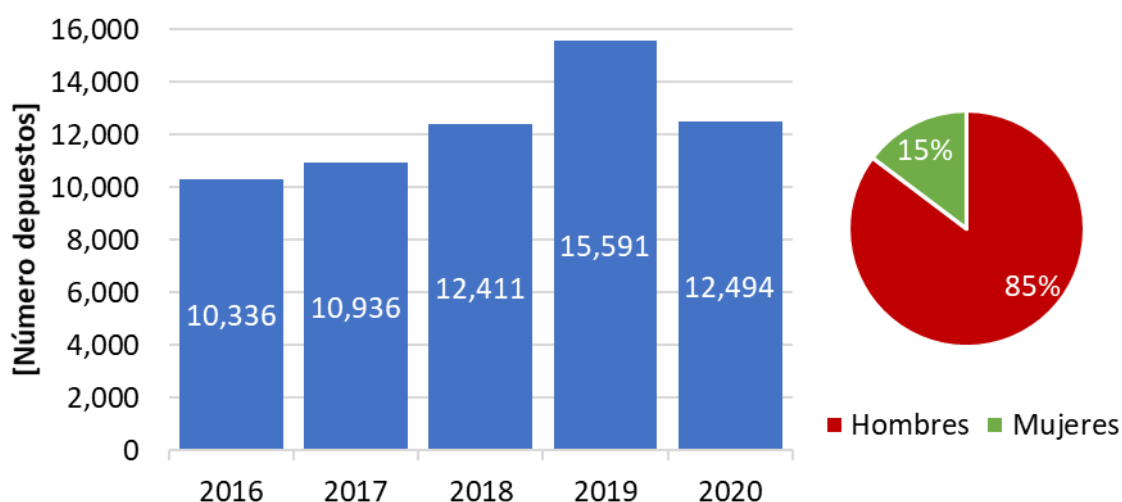
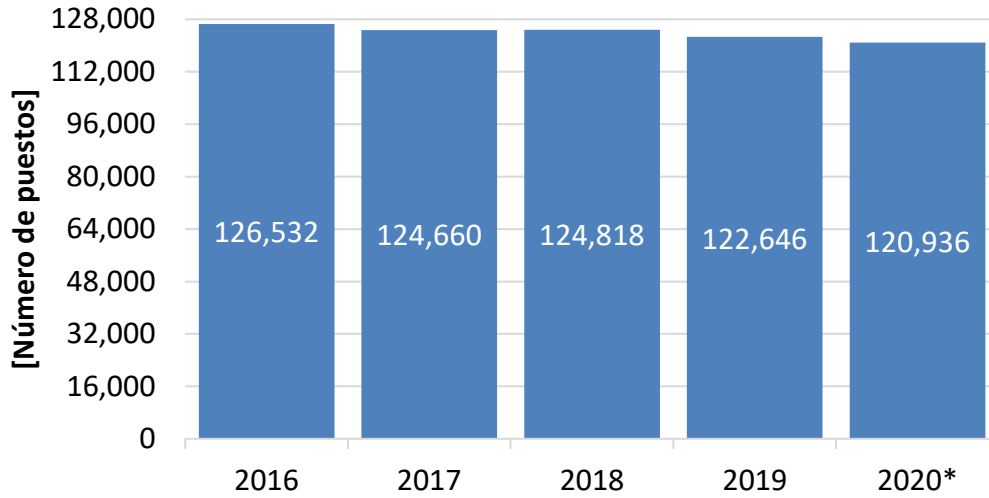


Figura 40. Puestos de trabajo sector privado.
(Instituto Mexicano del Seguro Social, 2021)

En el caso de PEMEX, de acuerdo con su Anuario Estadístico correspondiente al año 2019, el comportamiento del número de plazas ocupadas se encuentra a la baja, como se puede observar en la Figura 41. Las plazas ocupadas en PEMEX corresponden al total de empleados que tiene la empresa en sus diversas áreas, incluyendo sus subsidiarias.



*Valor estimado por Statista

Figura 41. Plazas ocupadas de Petróleos Mexicanos.
(Petróleos Mexicanos, 2021)

Es importante señalar que el valor correspondiente al año 2020 es un estimado establecido por Statista, una empresa alemana analista de negocios que muestra sus resultados estadísticos a través de una plataforma web. Tomando en cuenta el periodo 2016-2020 se ha reducido el número de empleos en un 4.4%, 5,596 plazas menos.

Si bien, la reducción de personal en una empresa puede estar impulsada por uno o varios objetivos enfocados en la reducción de costos, una empresa de la magnitud de PEMEX no puede estar reduciendo su fuerza laboral si su objetivo es fortalecer y mejorar sus actividades.

En vez de despedir personal, las empresas como PEMEX deben desarrollar planes de carrera que permitan a sus empleados poder crecer internamente, siendo capacitados para que puedan incrementar la efectividad y la eficiencia de la empresa. A la par, si así lo considera la empresa, debe reclutar a nuevos empleados que puedan innovar los procesos y que sean capaces de adaptarse a los cambios que se van generando dentro de la industria, en otras palabras, que sean capaces de evolucionar conforme el mercado lo dicte.

La empresa Jaguar es un claro ejemplo de lo que necesita el país de las empresas del sector privado. Ha generado 208 empleos en las localidades en las que se encuentra trabajando, se ha logrado vincular con 15 proveedores locales y tiene programas en beneficio de la sociedad para

ayudar a las comunidades y a la fauna mexicana, específicamente al jaguar, animal que se puede observar en su nombre y logo.

A pesar de no ser una de las empresas más grandes y reconocidas a nivel mundial, ha logrado tener presencia importante en el país con 5 bloques de la zona de Burgos, 1 en Tampico Misantla, 2 en Veracruz y 2 en el Sureste. (Ver Figura 42)



Figura 42. Presencia de Jaguar en el país.
(Jaguar, 2020)

Se le debe exigir a las empresas extranjeras que hagan más contrataciones mexicanas para ayudar a las comunidades y que, a través de sus empleados extranjeros con mayor experiencia, se capacite al personal nacional para poder mejorar los procesos de la industria.

CAPÍTULO 4

**FACTORES VITALES PARA REFORZAR
LA INDUSTRIA PETROLERA DEL PAÍS**

4. Factores vitales para reforzar la industria petrolera del país

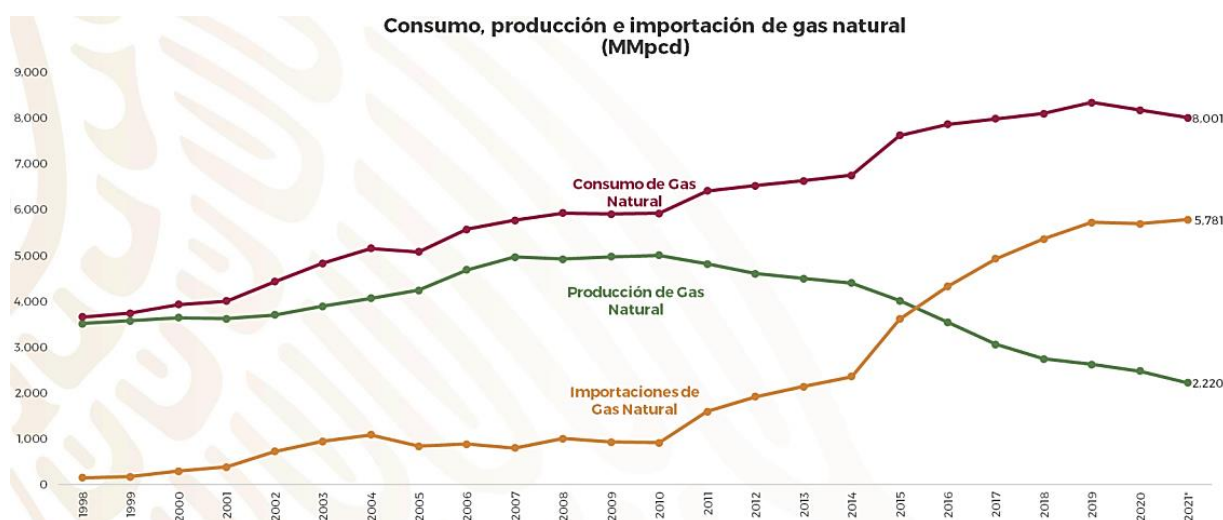
Con el análisis realizado de los factores relevantes del sector Upstream en México, se determina que existen 2 grandes áreas de oportunidad para poder impulsar la industria petrolera nacional: incrementar la producción de gas a través del desarrollo de nuevos proyectos y explotar los campos maduros con nuevas técnicas de recuperación mejorada.

A continuación, se menciona el contexto de las problemáticas y las soluciones recomendadas.

4.1. Producción de gas

Como se puede observar en la Figura 43, México empezó con la importación de gas desde principios de 1998 para poder cumplir con el consumo nacional. Este gas ha sido importado de diferentes regiones de Estados Unidos y ha incrementado en volumen con el paso de los años.

Actualmente, el país solo produce alrededor del 27% del gas natural que consume, mientras que el 73% restante es importado. Cabe señalar que la tendencia de la producción ha sido negativa desde el 2010 y se han registrado fuertes decrementos en los últimos 5 años.



*Datos a mayo 2021

Figura 43. Consumo, producción e importación de gas natural en México [mmpcd].
(Secretaría de Energía, 2021)

El aumento en la importación nacional fue ocasionado principalmente por el inesperado crecimiento en la producción de gas de Estados Unidos, ocasionado por el desarrollo de los yacimientos no convencionales, específicamente los yacimientos de shale.

Los yacimientos shale son yacimientos naturalmente fracturados de muy baja permeabilidad (0.01 milidarcy aproximadamente) y altamente saturados por hidrocarburos que generalmente se presentan en formaciones de lutitas. El área de América del Norte tiene muchos plays de shale, como podemos ver en la Figura 44, principalmente en las regiones de Estados Unidos.



Figura 44. Formaciones de shale en América del Norte.
 (U.S. Energy Information Administration, 2011)

En la misma figura se puede observar que México posee 4 grandes formaciones de shale que pueden ser buenos prospectos para poder desarrollar e impulsar la industria gasífera en el país. Estas formaciones son: la continuación de Eagle Ford, la Casita (que también pertenece a Eagle Ford), Pimienta y Maltrata.

Debido a que las reservas mexicanas de gas, así como la producción, mantienen una tendencia negativa, es necesario empezar a desarrollar nuevos proyectos gasíferos para disminuir la dependencia hacia las importaciones. Sin embargo, nuestra industria se encuentra fuertemente ligada a la producción de Estados Unidos.

En la actualidad, el crecimiento acelerado de la producción de gas estadounidense ha empezado a disminuir, principalmente en la producción de gas asociado. En 2020 presentó una producción aproximada de 23 billones pcd (pies cúbicos diarios) de gas natural no asociado y cerca de 18 billones pcd de gas asociado. El comportamiento de ambas producciones se puede observar en la Figura 45.

Este decremento en el gas asociado se presentó principalmente en cuatro de las cinco regiones más importantes de Estados Unidos: Bakken, Eagle Ford, Niobrara y Anadarko. La quinta región, que mantuvo la producción estable, es la zona conocida como Permian; representó el 50% de la producción total.

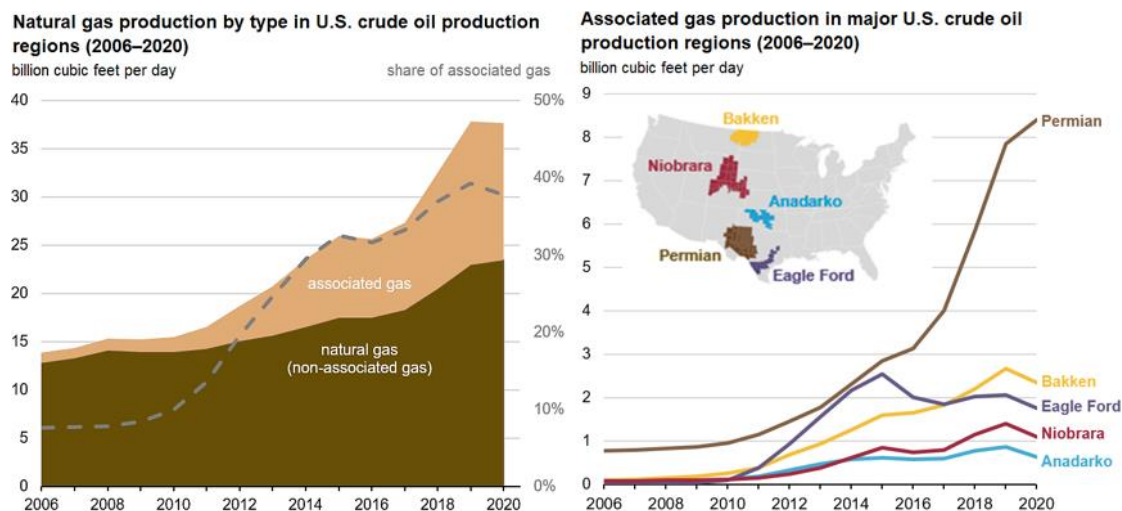


Figura 45. Producción de gas natural en Estados Unidos.
(U.S. Energy Information Administration, 2021)

Los estados que sostienen la producción americana total de gas son: Texas que representa el 23.9%, Pennsylvania 20%, Luisiana 9.3%, Oklahoma 8.5% y Ohio 7.7%. Juntos representan el 69% de la producción total del país.

Por otro lado, la producción de gas shale de Estados Unidos es sostenida por las formaciones que se muestran en la Figura 46. Como se puede observar, las formaciones Marcellus, Permian, Utica y Haynesville son las formaciones más importantes; su producción incrementa mes con mes alcanzando nuevos récords. Sin embargo, desde 2020 la producción ya no presenta fuertes incrementos como en el año 2017.

Es importante señalar que las formaciones Marcellus y Utica pertenecen a la cuenca “Appalachia” y representan el 34% de la producción total de gas shale del país. (U.S. Energy Information Administration, 2021)

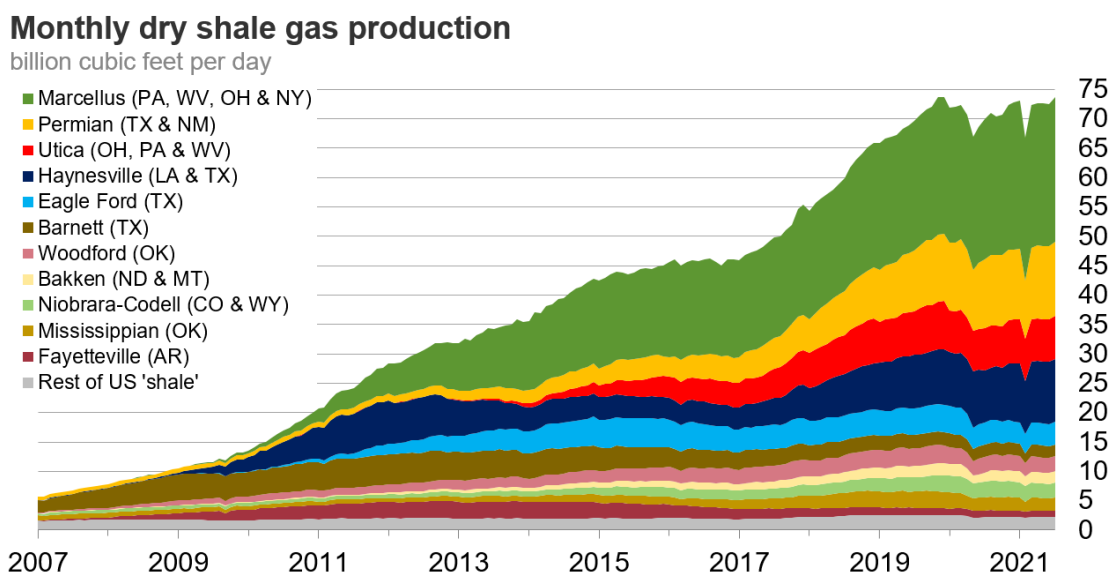


Figura 46. Producción de shale gas.
(U.S. Energy Information Administration, 2021)

Aun cuando la producción ha dejado de crecer exponencialmente en los últimos años, no significa que el país dejará de ser potencia como exportador de gas natural. Seguirá siendo uno de los principales productores a nivel mundial, pero por el comportamiento de sus formaciones no convencionales, probablemente estas están por alcanzar su pico máximo de producción.

Además, el nuevo presidente de Estados Unidos, Joe Biden, ha declarado abiertamente su preferencia por las energías renovables. Por tanto, se espera que, durante el periodo de su mandato, las inversiones sean mayores en cuanto a tecnologías renovables y la reducción de emisiones de CO₂.

En cuanto a los precios de venta de este hidrocarburo en Estados Unidos, se puede observar en la Figura 47 que en el caso del gas exportado a través de ductos (Pipeline) el precio ronda los 2 y 4 dls/mmpc (dólares por millón de pies cúbicos); actualmente se encuentra poco arriba de los 3 dls/mmpc y tiene una tendencia al alza

Mientras que en el caso del gas licuado el precio es mayor, en el último año se presentó un precio dentro del rango de 5 y 7 dls/mmpc. Hoy en día el precio ronda aproximadamente los 6.5 dls y, aunque parece tener una tendencia al alza, no es tan marcada como en el caso del gas por ducto.

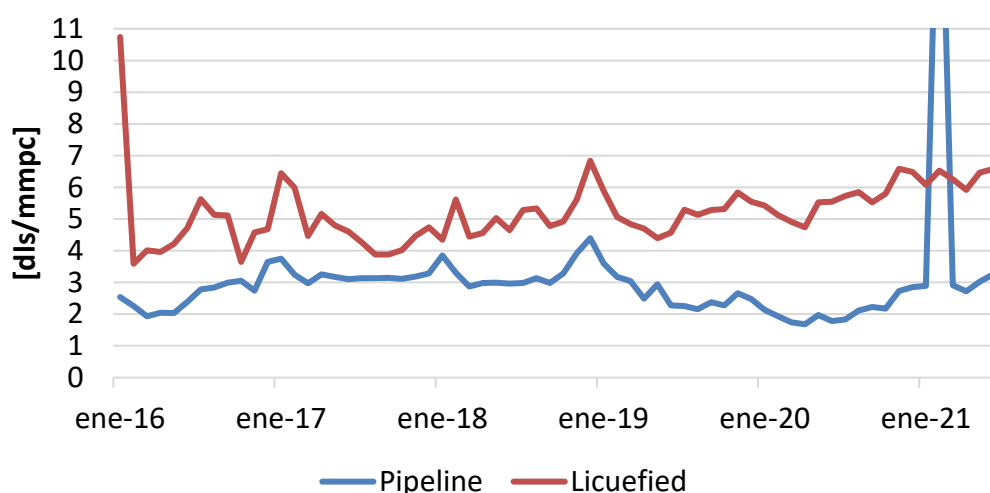


Figura 47. Precios de exportación de gas estadounidense.
(U.S. Energy Information Administration, 2021)

En el caso de México, la principal fuente de ingreso de gas natural al país es a través de ductos, en su mayoría provenientes de Texas. Sin embargo, se debe realizar un comparativo de los costos de producción de gas nacional en comparación con los precios de compra a Estados Unidos, debido a que, si la diferencia es mínima, entonces se debería optar por producir gas en territorio nacional y así lograr adquirir estabilidad y seguridad energética.

Los puntos antes mencionados relacionados con el decremento de la producción estadounidense, podrían significar un grave riesgo para México y su dependencia al gas importado. De tal forma que, la exploración de las formaciones shale del país podrían llegar a ser esenciales para la economía nacional.

Es claro que las empresas más grandes y fuertes a nivel mundial se encuentran en una transición para dejar de ser empresas netamente petroleras y poder convertirse en empresas de energía. Sin embargo, México depende aproximadamente en un 80% de la economía generada por los hidrocarburos, por tanto, PEMEX debe seguir con los proyectos petroleros.

Es por eso que el presente trabajo expresa una necesidad de explorar e identificar el potencial no convencional del país para poder irlo desarrollando y estar preparados para cualquier eventualidad que pueda surgir en un futuro. Actualmente, algunas empresas ya evaluaron un poco de este potencial, aquellas que ya tenían previa autorización y que habían empezado la perforación de sus pozos no convencionales antes de la prohibición del fracking del presidente López Obrador.

Un ejemplo es la empresa Jaguar, quien posee más áreas de las licitaciones 2.2 y 2.3. Ha tenido algunos casos favorables como en el área 7 de la Cuenca de Burgos, donde en un campo supuestamente agotado y cerrado, descubrió un volumen aproximado de entre 30 y 50 mmpc de gas, realizando una reevaluación sísmica.

No es recomendable que un país dependa únicamente de un solo proveedor de gas, y el claro ejemplo del peligro que representa depender del gas de Estados Unidos se observó durante la última tormenta invernal que golpeó fuertemente a Texas, estado que suministra gas a varias centrales de energía de México. Esto generó un desabasto de energía eléctrica en varios estados de la república mexicana, ya que el 60% de la energía se produce con gas natural. Durante 2018, México apenas logró exportar 28 mmusd en gas natural, mientras que la importación fue de 7,320 mmusd y no hay grandes variaciones en años posteriores. (BBC News Mundo, 2021)

4.2. Campos maduros

Desde el año 2015 ya se había hablado acerca del comportamiento que presentaban los campos mexicanos; más del 80% son considerados como maduros. *“Un campo maduro se define como aquél que ha producido un volumen considerable respecto a la reserva contenida en él: $N_p > X R_{2P}$; donde N_p es la producción acumulada, R_{2P} es la reserva 2P original, y X es una fracción de la*

unidad. Típicamente se considera que X sea 0.5 (...) Algunos de los síntomas de envejecimiento de un campo son: la declinación de la presión, compactación del yacimiento, subsidencia, incremento en el flujo fraccional de agua, producción de arena, reducción en los gastos de producción, entre otros.” (Rangel Germán, 2015)

Estos campos requieren de técnicas más avanzadas para poder mantener o incrementar su producción. Principalmente se usan los procesos de recuperación secundaria y mejorada (EOR por sus siglas en inglés) y la Recuperación Avanzada (IOR por sus siglas en inglés).

De forma ideal, un yacimiento posee la energía necesaria para poder transportar los hidrocarburos a superficie, a esto se le conoce como recuperación primaria. Posteriormente, conforme avanza la vida del yacimiento, existe una declinación en la presión que reduce el volumen producido, por tanto, se recurre a los procesos de recuperación secundaria donde se inyecta agua o gas, únicamente para compensar las pérdidas de presión y sin hacer cambios en las propiedades del yacimiento o sus fluidos.

Cuando la declinación de presión es demasiado grande, o bien, el yacimiento ya no aporta el volumen suficiente para hacer el proyecto rentable, entonces se realiza una recuperación terciaria donde el objetivo es realizar un cambio en las propiedades físico-químicas del yacimiento y/o de sus fluidos para poder incrementar la producción. Estos son los procesos EOR.

En la Figura 48 se observa el esquema de recuperaciones que se presentan en la vida de un yacimiento, así como los tipos de recuperación terciaria que existen.

En algunos países IOR y EOR son considerados como el mismo termino. Sin embargo, en un sentido estricto la IOR abarca la implementación de un rango variado de actividades que ayudan a maximizar el valor de los campos por medio de técnicas avanzadas de caracterización de yacimientos, su administración y la perforación de pozos de relleno. (Rangel Germán, 2015)

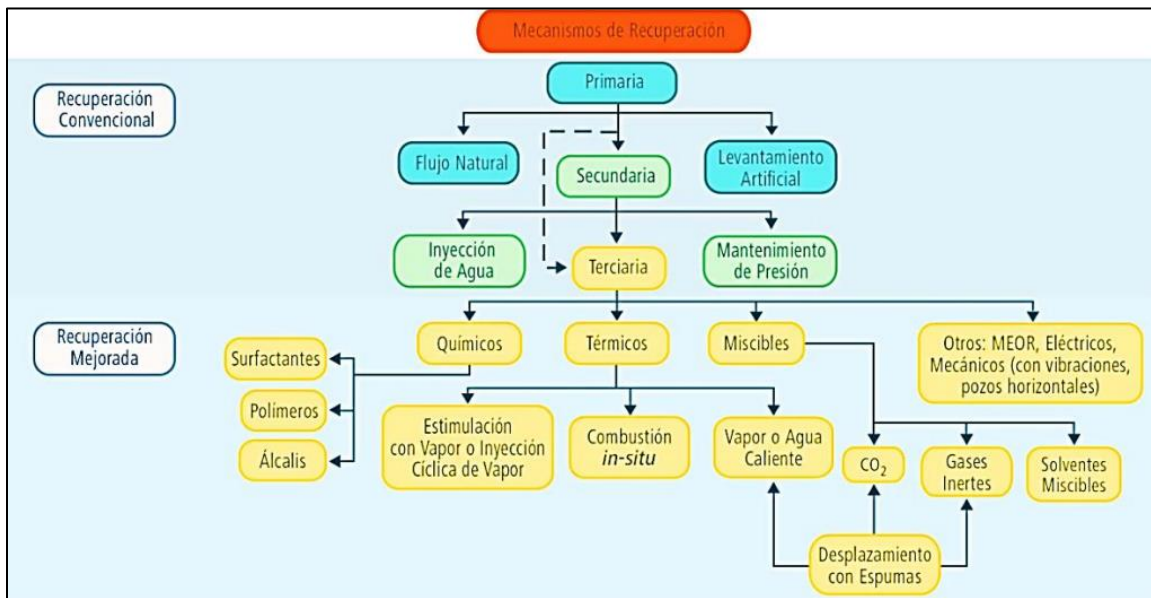


Figura 48. Tipos de recuperación de hidrocarburos.
(Rangel Germán, 2015)

La selección de un sistema de EOR depende de las condiciones que se presentan en el yacimiento, generalmente son usados cuando el crudo remanente es considerado como un crudo pesado o extra pesado ($API < 22^\circ$, aproximadamente). Dentro de estos procesos es muy importante identificar factores como el tipo de formación, la mojabilidad de la roca, la presencia de minerales, la conductividad de la roca, etc.

Estos procesos pueden ser de ayuda para poder incrementar la producción de los campos de México ya que han demostrado su eficacia en diversos campos del mundo. Algunos ejemplos representativos se muestran a continuación.

En la Figura 49 se puede observar que el campo Duri, ubicado en Indonesia, elevó su factor de recuperación (FR) de 9% a 60% y de igual forma incrementó el tiempo estimado de producción a 53 años; el campo Ekofisk, ubicado en el mar del Norte, elevó su FR hasta el 49% y su tiempo estimado de producción a 41 años; el campo Pudhoe Bay, ubicado al Norte de Alaska, se logró poner en producción con un FR del 52% y un tiempo estimado de 31 años; y finalmente el campo Yates, ubicado en Estados Unidos, logró elevar su FR al 36% con un tiempo estimado de 86 años.

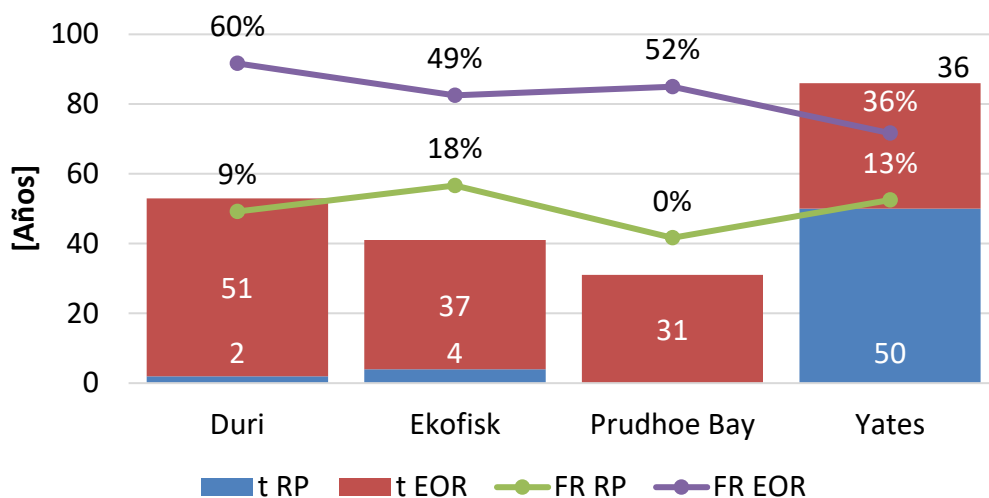


Figura 49. Campos internacionales destacados en EOR.
(Rangel Germán, 2015)

Al observar los resultados favorables a nivel internacional, es imprescindible que México empiece a fomentar el uso de estos procesos para poder elevar su producción. A nivel nacional, el valor promedio de FR para campos de aceite es de 16% en formaciones clásticas y 23% en formaciones de carbonatos. Mientras que en el caso del gas las formaciones clásticas poseen un FR promedio de 58% y 53% para carbonatos.

En la Figura 50 se observa una representación de los FR promedio nacionales e internacionales en formaciones clásticas y carbonatos, usando los valores de las reservas al 1 de enero de 2016. En el caso del aceite, el FR promedio internacional es de 36% y en el caso del gas es de 69%; si los campos mexicanos pudieran incrementar su FR a niveles internacionales, podría significar un incremento aproximado de 30,000 mmbbls de aceite y 78,000 mmpc de gas.

En este análisis sólo se expresa la necesidad del uso de EOR e IOR en los campos que posean un FR por debajo del nivel internacional. Sin embargo, las empresas y principalmente PEMEX, deberían empezar a diseñar un plan a futuro para aquellos campos campeones que empiezan a mostrar declinaciones en su producción.

Esta planeación podría entrar dentro del término IOR ya que se estarían programando actividades técnicas avanzadas para el incremento de producción.

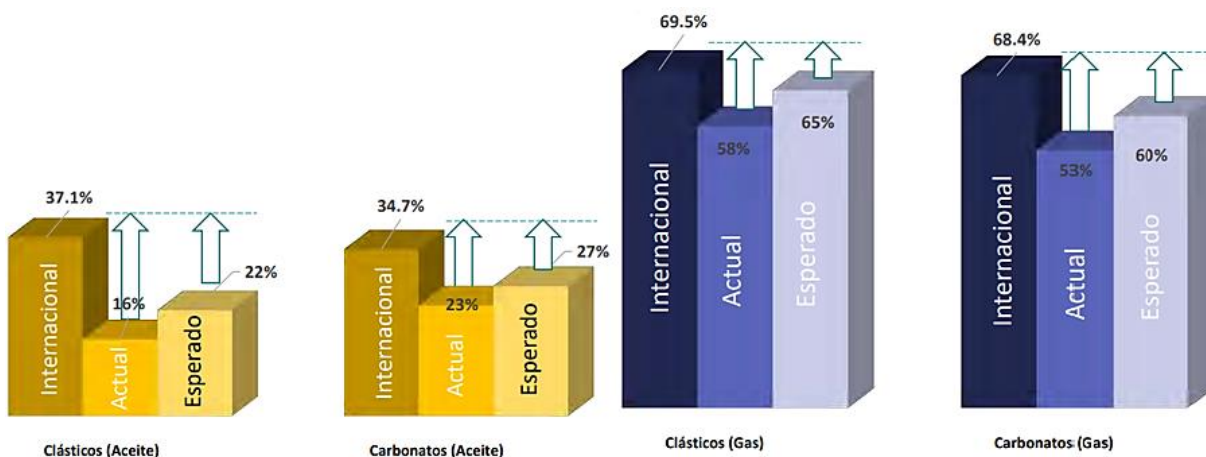


Figura 50. Factores de recuperación promedio.
(Franco Hernández, 2018)

En el caso específico de los campos maduros que opera PEMEX, el medio por el cuál puede impulsar el uso de EOR podría ser a través de los CSIEE (Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción), el nuevo modelo de contratación que se pretende implementar durante el sexenio del presidente Obrador. Algunas de las características de este modelo son:

- PEMEX mantiene la titularidad de sus asignaciones y el control de las operaciones.
- El contrato debe tener un plazo máximo de entre 15 y 25 años.
- El contratista recibe una remuneración calculada con una tarifa en dólares por unidad de hidrocarburos producidos (barril de aceite o pie cúbico de gas). La tarifa dependerá de la etapa de desarrollo del proyecto.
- El contratista aporta el 100% de los gastos operativos y de inversión, relacionados con las actividades planeadas.
- Se toman en consideración diversos aspectos que favorezcan la rentabilidad del proyecto, tales como: mejoras en el régimen fiscal, tarifas variables en función del precio de los hidrocarburos, etc.

(Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 2019)

En un principio, PEMEX tenía en mente incrementar su producción a través de diversos factores que pudieran incluirse en los CSIEE's. En la Figura 51 se pueden observar los incrementos que esperaba obtener por: incrementar la producción de algunos campos, por reducir la declinación

de otros por medio de actividades de mantenimiento de producción, al incrementar el FR de campos maduros, con el desarrollo de nuevos proyectos y al impulsar la exploración.



Figura 51. Incrementos esperados en producción de PEMEX en mbd.
(Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 2019)

Con el conjunto de todas las actividades antes mencionadas, la empresa productiva del Estado esperaba poder incrementar su producción en un 55% para principios del año 2025, lo que significaría un valor de 2,654 mbd.

Posteriormente, la empresa generó una actualización a su Plan de Negocios, donde estableció metas de producción más coherentes basadas en los resultados históricos que ha obtenido. En la Figura 52 se aprecia la producción esperada de líquidos para el periodo 2020-2026 tomando en consideración un escenario base y un escenario mínimo.

En este caso se espera que, del año 2021 al 2026, exista un crecimiento del 8.5% en el escenario base y 2.6% en el escenario mínimo. Cabe aclarar que, al mencionar “líquidos” se incluye el volumen de crudo, condensados y demás.

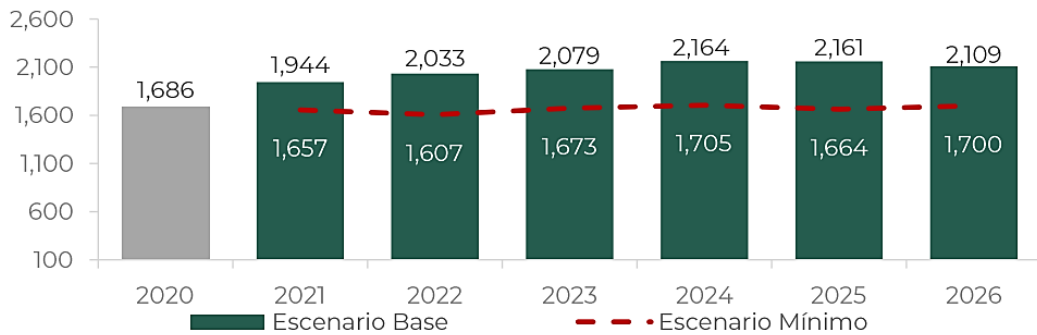


Figura 52. Pronóstico de producción de líquidos en mbd.
(Petróleos Mexicanos, 2021)

Por su parte, la Figura 53 muestra el caso del gas, donde se espera exista un decremento del 9% del año 2021 al año 2026, en el caso del escenario base. Mientras que en el escenario mínimo se espera un porcentaje positivo del 4%. En ambos escenarios se presentará un pico en el año 2022.

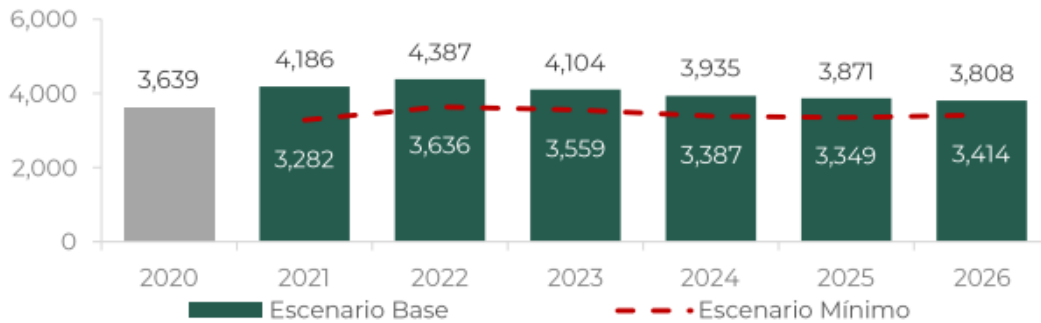


Figura 53. Pronóstico de producción de gas natural en mmpcd.
(Petróleos Mexicanos, 2021)

La meta de producción de líquidos podría ser alcanzada si se realizan los procesos mencionados anteriormente en los campos maduros y en el caso del gas, no se debe permitir que exista un decremento a futuro. De igual forma, será interesante ver el funcionamiento de los nuevos contratos, para poder identificar áreas de oportunidad durante su implementación, aunque muchos expertos de la industria aseguran que serán perjudiciales para la empresa, teniendo como resultado un incremento en su deuda.

CONCLUSIONES



CONCLUSIONES

Desde un punto de vista objetivo, de acuerdo con el análisis plasmado en el documento, se dictamina que los objetivos de la Reforma no han sido cumplidos. Sin embargo, es importante señalar que no se puede hablar de un fracaso total, debido a que si hay resultados favorables que necesitan más tiempo para poder mejorar la situación del país.

Si bien, no se han hecho presentes los resultados esperados, es importante señalar algunos puntos importantes de la industria donde se empiezan a observar casos favorables y hacer recomendaciones relacionadas con las áreas de oportunidad existentes. A continuación, se presentan las conclusiones particulares divididas en 3 áreas: Empleos, Actividad Exploratoria y Producción de hidrocarburos, y PEMEX.

- **Empleos**

Abordando primero el tema social, específicamente los empleos generados por la Reforma, en el capítulo 3, se observó que si se han creado nuevos puestos laborales.

Por supuesto es un logro de importancia, ya que arriba de 10,000 personas logran emplearse en el sector energético de forma anual. Sin embargo, el gobierno tenía como meta: *“Crear cerca de medio millón de empleos adicionales en este sexenio, llegando a 2 millones y medio de empleos en 2025.”* (Secretaría de Energía, 2015)

Con los datos obtenidos, se establece que esta meta no ha sido cumplida durante el periodo 2015-2021. En cuanto al objetivo principal, incrementar los empleos del sector, se determina que ha sido cumplido de forma parcial ya que, si existe un incremento en los empleos del sector, pero no son los suficientes para cumplir con la meta.

Cabe aclarar que los datos de análisis del sector privado corresponden únicamente al sector Upstream, sin embargo, aun cuando se tuviera el mismo número de empleados en los sectores Downstream y Midstream, apenas se alcanzarían medio millón de empleos nuevos; sigue estando lejos de lo establecido.

Por otra parte, el número de empleos que se han generado es un factor alarmante, debido a que podría significar el hecho de que las empresas extranjeras están trayendo a su personal y no están contratando mano de obra mexicana. Esto significa un peligro para la población y para el objetivo gubernamental, por tanto, se recomienda hacer un análisis exhaustivo sobre el personal de las empresas privadas, para evaluar el balance que existe entre personal mexicano y extranjero.

- **Actividad Exploratoria y Producción de hidrocarburos**

En cuanto a los aspectos técnicos, hablando primero de las actividades exploratorias, se concluye que la Exploración si ha tenido un fuerte impulso a partir de la llegada de la inversión extranjera. Principalmente a través de ARES, que han permitido mapear prácticamente toda el área del Golfo de México, por lo menos con estudios de sísmica 2D.

Además, gracias a los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos se han descubierto nuevas áreas con un potencial interesante, específicamente Eni y Jaguar (bajo la modalidad en solitario o con el nombre de Pantera), son las empresas privadas más destacadas del país. Sin embargo, aun cuando existen nuevos descubrimientos, la producción del sector privado no tiene un gran impacto a nivel nacional y, peor aún, no ha cambiado la tendencia de la producción total.

Y finalmente, otro punto importante a señalar es que, aquellas empresas que se han retirado del país por no tener resultados favorables o por falta de interés en su área contractual, también pueden tomarse como logros de la Reforma. Esto debido a que las inversiones que realizaron, fueron un ahorro para la nación, quién pudo obtener información geológica sin inversión. En caso de tener un incremento significativo en el número de empresas que abandonen el país, se recomienda realizar un análisis interno para evaluar si existe algún factor gubernamental que orille a las empresas a la retirada.

En conclusión, nuevamente se determina que los objetivos relacionados con el incremento de la producción nacional no han sido cumplidos hasta el momento, pero se observa un panorama favorable. Es imprescindible que las empresas que operan hoy en

día, sigan obteniendo resultados positivos y que se vean reflejados en mayor producción, de lo contrario las caídas nacionales serán más grandes con el paso del tiempo.

- **PEMEX**

Por último, el objetivo de reforzar a la empresa productiva del Estado tampoco se ha cumplido y se siguen obteniendo resultados negativos. Si bien, sigue siendo la empresa más importante de México en el sector hidrocarburos, es necesario evaluar otros métodos u oportunidades para impulsar a la compañía. Su producción y la incorporación de reservas sigue teniendo una tendencia negativa, esto no puede continuar.

México no debe depender de una empresa que se encuentra totalmente endeudada, es por eso que se recomienda empezar a analizar la opción de incorporar a una nueva empresa productiva del Estado que pueda servir de apoyo. Además, para que la empresa recupere su estatus a nivel internacional, se le deben exigir con mayor rigor resultados exitosos, de lo contrario es necesario que no se le sigan otorgando nuevas áreas.

Es claro que la industria petrolera se encuentra fuertemente influenciada por el sector político del país, pero se debe generar conciencia de un cambio que permita crear y ejecutar un programa integral a largo plazo para impulsar el sector energético de la nación. Este, debería contemplar escenarios alineados con la transición energética que el mundo empieza a seguir.

Si los planes se cambian cada sexenio, PEMEX no va a poder reforzar sus procesos y seguirá teniendo pérdidas con el paso del tiempo, esto se puede convertir en un problema de seguridad nacional. Se recomienda que en 5 años nuevamente se realice un análisis similar al presente para observar los cambios en la industria.

REFERENCIAS

- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2016, junio 15). *¿Qué es ASEA y qué regula?* Recuperado el junio 23, 2021, de <https://www.gob.mx/asea/es/articulos/que-es-asea-y-que-regula?idiom=es>
- Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos. (2019, noviembre). *Vamos bien, Resultados y perspectivas de los contratos petroleros*. Recuperado el julio 03, 2021, de <https://www.amexhi.org/wp-content/uploads/2019/12/20191206-vamos-bien.pdf>
- BBC News Mundo. (2021, febrero 18). *Apagones en México: la enorme dependencia mexicana del gas de EE.UU. queda dejó al descubierto la tormenta invernal en Texas*. Recuperado el septiembre 10, 2021, de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-56106262>
- Brunel. (2021). *Energy Outlook Report 2021*. Recuperado el junio 02, 2021, de https://www.brunel.net/en/energy-outlook-report-2021?utm_source=googleads&utm_medium=cpc&utm_campaign=energy_outlook_report&utm_term=_+energy_+outlook&gclid=cj0kcqjw2nyfbhdoarisamthtz6tg5o2pyc0rplymynfb_okbisymzy2sqjuebrbjrwf7pojagsvfvaaavmgealw_wcb
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2021, agosto 23). *Mapa de hidrocarburos*. Recuperado el agosto 2021, 31, de <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2021, mayo 01). *Tablero de producción de petróleo y gas*. Recuperado el julio 02, 2021, de <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (s.f.). *Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)*. Recuperado el agosto 2021, 13, de <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México. (2019, mayo). *Campos Maduros, la apuesta de PEMEX para reactivar la industria petrolera*. Recuperado el septiembre 23, 2021, de <https://cipm.org.mx/media/k3blmggt/revistatecnicamayo2019.pdf>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, enero 19). *1ª Sesión Ordinaria del Órgano de Gobierno CNH 2021, Documentos*. Recuperado el mayo 24, 2021, de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/1-sesion-ordinaria-del-organo-de-gobierno-cnh-2021>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020, febrero 17). *Comunicado de Prensa 001 emitido por la CNH*. Recuperado el septiembre 07, 2021, de <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-001-emitido-por-la-cnh-235098?idiom=es>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020, mayo). *Presentación del Dictamen técnico del Yacimiento Compartido Zama*. Recuperado el julio 13, 2021, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/592714/II.3_PPT._Unificacion_Zama_04-05-2020_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, abril). *Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021*. Recuperado el agosto 20, 2021, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/631695/2021.04.20._DSD_-_OdG_Reservas_al_1-ene-2021._vf-web-CNH.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, julio 01). *Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES)*. Recuperado el agosto 05, 2021, de <https://www.gob.mx/cnh/articulos/autorizaciones-de-reconocimiento-y-exploracion-superficial-ares>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, junio 10). *Buscador ARES*. Recuperado el agosto 05, 2021, de <https://cnh.gob.mx/registro-publico/ares>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, marzo 31). *Consulta el Padrón ARES*. Recuperado el agosto 05, 2021, de <https://cnh.gob.mx/informacion/padron-ares/?tab=14992>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, marzo). *Informe Trimestral de Ratificación de Descubrimientos 4to Trimestre (oct-dic 2020)*. Recuperado el septiembre 06, 2021, de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/660238/III.2_Cuarto_Informe_trimestral_de_Rat_descubrimientos_2020_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, enero). *Inversión Aprobada en Planes de Exploración, Evaluación y Desarrollo*. Recuperado el septiembre 24, 2021, de <https://hidrocarburos.gob.mx/media/4137/inversiones-aprobadas-en-contratos-de-exploracion-y-extraccion-ene21.pdf>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, febrero). *Tablero de Asignaciones*. Recuperado el mayo 24, 2021, de <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/#:~:text=Las%20Asignaciones%20son%20los%20derechos,y%20con%20una%20duraci%C3%B3n%20espec%C3%ADfica.>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). *Mapas ARES*. Recuperado el agosto 05, 2021, de <https://cnh.gob.mx/informacion/mapas-ares?tab=5596>

Comisión Nacional de los Derechos Humanos (CNDH). (s.f.). *Aniversario de la Expropiación Petrolera*. Recuperado el abril 13, 2021, de <https://www.cndh.org.mx/noticia/aniversario-de-la-expropiacion-petrolera>

Cortés Torres, P. M. (2020, julio). *Cadena de Valor en la Industria Petrolera*. (EPMEX, Ed.) Recuperado el mayo 17, 2021, de <https://epmex.org/news/2020/07/02/cadena-de-valor-en-la-industria-petrolera/>

Diario Oficial de la Federación. (2014, agosto 11). *Ley de Hidrocarburos*. Recuperado el agosto 05, 2021, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_200521.pdf

Diario Oficial de la Federación. (2014, agosto 11). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Recuperado el junio 23, 2021, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_110121.pdf

Diario Oficial de la Federación. (2014, agosto 11). *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*. Recuperado el junio 23, 2021, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_200521.pdf

- Diario Oficial de la Federación. (2016, octubre 14). *Lineamientos de perforación de pozo*. Recuperado el septiembre 01, 2021, de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5456836&fecha=14/10/2016
- Diario Oficial de la Federación. (2021, 03 11). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Recuperado el mayo 11, 2021, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf_mov/Constitucion_Politica.pdf
- Flores Quiroga, A. (2018). *Reforma energética hidrocarburos*. Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica.
- Franco Hernández, G. (2018, noviembre 26). *Campos Maduros en México*. Recuperado el septiembre 23, 2021, de <https://www.gob.mx/cnh/es/videos/6-seminario-de-hidrocarburos-campos-maduros-en-mexico>
- Gama, I. (2021, junio 03). *Concede CNH autorización a ENI para perforar el pozo exploratorio Sayulitla-1EXP*. (G. Energy, Ed.) Recuperado el septiembre 07, 2021, de <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/concede-cnh-autorizacion-a-eni-para-perforar-del-pozo-exploratorio-sayulita-1exp/>
- Gobierno de México. (2013, diciembre 2013). *Reforma Energética*. Recuperado el septiembre 15, 2021, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf
- Gobierno de México. (2021). *Administración de contratos*. Recuperado el julio 13, 2021, de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/>
- Instituto Mexicano del Seguro Social. (2021, abril 08). *Mapas interactivos*. Recuperado el septiembre 22, 2021, de <https://public.tableau.com/app/profile/imss/viz/Mapainteractivopuestosdetrabajoysalarioafiliado2018-2019/TIDACE>
- International Energy Agency. (2019, noviembre). *World Energy Outlook 2019*. Recuperado el junio 23, 2021, de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

- International Energy Agency. (2021, abril). *Global Energy Review 2021*. Recuperado el junio 02, 2021, de <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>
- Jaguar. (2020). *Presencia*. Recuperado el octubre 05, 2021, de <https://www.jaguar-ep.com/#presencia>
- LLano, M., & Flores, C. (2017). *Ductos, ¿por dónde circulan los hidrocarburos en México?* Recuperado el agosto 31, 2021, de https://cartocritica.org.mx/wp-content/uploads/2017/07/CartoCr%C3%ADtica_HBS_MapaDuctos_ALTA.pdf
- Mariano, E. (2021, junio 10). *PEMEX invertirá 6.3 mdd en pozo Ixachi-2001EXP*. (E. & Commerce, Ed.) Recuperado el septiembre 07, 2021, de <https://energyandcommerce.com.mx/cnh-pemex-pozo-ixachi-2001exp/>
- Mariano, E. (2021, junio 28). Talos Energy reconoce mayor participación de PEMEX en campo Zama. *Energy&Commerce*. Recuperado el julio 15, 2021, de <https://energyandcommerce.com.mx/talos-energy-participacion-pemex-campo-zama/>
- Oil & Gas Magazine. (2020, junio 11). *¿Qué son las migraciones, asociaciones y farm-outs?* Recuperado el junio 23, 2021, de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/que-son-las-migraciones-asociaciones-y-farm-outs/>
- Oil & Gas Magazine. (2020, junio 11). *CIEPs y COPFs: Modelos de contratación aún vigentes*. Recuperado el junio 23, 2021, de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/cieps-y-copfs-modelos-de-contratacion-aun-vigentes/>
- Oil & Gas Magazine. (2020, junio 19). *Renaissance Oil busca salir de México ante prohibición del fracking*. Recuperado el agosto 05, 2021, de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/renaissance-oil-frustrado-con-decision-de-amlo-de-cancelar-fracking/>
- Oil and Gas Magazine. (2021, agosto 02). *Eni anuncia nuevo hallazgo de petróleo en México*. Recuperado el septiembre 07, 2021, de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/eni-anuncia-nuevo-hallazgo-de-petroleo-en-mexico/>

Petróleos Mexicanos. (2021, marzo 16). *Anuario Estadístico 2019*. Recuperado el septiembre 22, 2021, de https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2019.pdf

Petroleos Mexicanos. (2021, septiembre 16). *Inversión en cifras*. Recuperado el septiembre 25, 2021, de <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/InversionCifras.aspx>

Petróleos Mexicanos. (2021, marzo 25). *Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2021-2025*. Recuperado el octubre 26, 2021, de https://www.cmic.org.mx/comisiones/Sectoriales/hidrocarburos/PDF_Noticias/Plan%20de%20Negocios%202021-2025_Pemex.pdf

Rangel Germán, E. R. (2015, febrero 26). *IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México*. Recuperado el septiembre 13, 2021, de <https://www.ai.org.mx/index.php>

Secretaría de Energía. (2015, junio 17). *Resumen de la explicación de la Reforma Energética*. Recuperado el septiembre 15, 2021, de <https://www.gob.mx/sener/documentos/resumen-de-la-explicacion-de-la-reforma-energetica>

Secretaría de Energía. (2019, diciembre). *Prontuario Estadístico de Petrolíferos*. Recuperado el agosto 26, 2021, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/536539/Prontuario_Petrol_feros_diciembre_2019_accesible_vf.pdf

Secretaría de Energía. (2021, mayo 07). *Asignaciones*. Recuperado el mayo 24, 2021, de <https://asignaciones.energia.gob.mx/>

Secretaría de Energía. (2021, julio). *Prontuario Estadístico*. Recuperado el agosto 27, 2021, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/663872/Prontuario_julio_2021.pdf

Secretaría de Energía. (2021). *Sistema de Información Energética*. Recuperado el septiembre 30, 2021, de <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

Senado de la República. (2013). *Dictámen de las Comisiones Unidas de puntos constitucionales; de energía, y estudios legislativos, primera, con proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos* en. Obtenido de https://www.senado.gob.mx/comisiones/estudios_legislativos1/docs/relevantes/RCME_3-1.pdf

SENER México. (2019, mayo 11). *Con las 6 refinerías rehabilitadas y la construcción de Dos Bocas vamos a tener autosuficiencia en producción de gasolinas*. Recuperado el agosto 26, 2021, de https://twitter.com/SENER_mx/status/1127227844201832448

Statista Research Department. (2021, septiembre 07). *Número de empleados de Petróleos Mexicanos (PEMEX) entre 2014 y 2020*. Recuperado el septiembre 22, 2021, de <https://es.statista.com/estadisticas/611718/numero-de-empleados-de-la-empresa-petroleos-mexicanos/>

U.S. Energy Information Administration. (2011, julio 8). *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*. Recuperado el agosto 27, 2021, de <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/>

U.S. Energy Information Administration. (2021, septiembre 01). *Natural Gas Weekly Update*. Recuperado el septiembre 02, 2021, de https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2021/09_02/#itn-tabs-0

U.S. Energy Information Administration. (2021, agosto 25). *Natural Gas Weekly Update*. Recuperado el agosto 27, 2021, de https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2021/08_26/#itn-tabs-0

U.S. Energy Information Administration. (2021, agosto 31). *Natural Gas, Data*. Recuperado el septiembre 22, 2021, de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9133us3M.htm>