



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



# GACETACNH

No. 39 abril-junio 2024



# Índice

<b>Editorial</b> .....	<b>7</b>
<b>Artículo Especial</b>	
Reservas.....	<b>8</b>
<b>Cifras Relevantes</b>	
Área de influencia.....	<b>22</b>
Actividades de la CNH de acuerdo con la Cadena de Valor.....	<b>24</b>
Exploración.....	<b>26</b>
Extracción.....	<b>28</b>
Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica.....	<b>30</b>
Administración de Asignaciones y Contratos.....	<b>32</b>
Jurídico.....	<b>34</b>
Secretaría Ejecutiva.....	<b>35</b>
Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.....	<b>36</b>
Administración y Finanzas.....	<b>38</b>
<b>Lo más destacado</b>	
Presentaciones en foros y talleres.....	<b>40</b>
Convenios de Colaboración.....	<b>44</b>
Mejores Prácticas en Exploración.....	<b>46</b>
XVIII Congreso Mexicano del Petróleo.....	<b>48</b>



# Unidades y términos

Abreviatura	Unidad de Medida
<b>1P</b>	Reservas Probadas
<b>2P</b>	Reservas Probadas más Probables
<b>3P</b>	Reservas Probadas más Probables más Posibles
<b>A</b>	Asignaciones de Extracción
<b>AE</b>	Asignaciones de Exploración y Extracción
<b>AR</b>	Asignaciones de Resguardo
<b>b</b>	barriles
<b>bd</b>	barriles diarios
<b>bpce</b>	barriles de petróleo crudo equivalente
<b>bpced</b>	barriles de petróleo crudo equivalente diarios
<b>bpd</b>	barriles por día
<b>BTU</b>	British Thermal Unit
<b>km</b>	kilómetros
<b>km<sup>2</sup></b>	kilómetros cuadrados
<b>m<sup>3</sup></b>	metro cúbico
<b>m<sup>3</sup>G</b>	metro cúbico gaseoso
<b>Mb</b>	Miles de barriles
<b>Mbd</b>	Miles de barriles diarios
<b>MMb</b>	Millones de barriles
<b>MMbd</b>	Millones de barriles diarios
<b>Mbpced</b>	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios
<b>MMbpce</b>	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Abreviatura	Unidad de Medida
<b>MMbpced</b>	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios
<b>MMMpc</b>	Miles de millones de pies cúbicos
<b>Mpc</b>	Miles de pies cúbicos
<b>MMpc</b>	Millones de pies cúbicos
<b>Mpcd</b>	Miles de pies cúbicos diarios
<b>MMpcd</b>	Millones de pies cúbicos diarios
<b>msnmm</b>	metros a nivel medio del mar
<b>mvmr</b>	metros verticales bajo mesa rotaria
<b>mdbmr</b>	Metros desarrollados bajo mesa rotaria
<b>MXN \$</b>	Pesos Mexicanos
<b>M MXN \$</b>	Miles de Pesos Mexicanos
<b>MM MXN \$</b>	Millones de Pesos Mexicanos
<b>US \$</b>	Dólares Estadounidenses
<b>M US \$</b>	Miles de Dólares Estadounidenses
<b>MM US \$</b>	Millones de Dólares Estadounidenses
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate
<b>MME</b>	Mezcla Mexicana de Exportación
<b>Brent</b>	Precio del Brent
<b>pc</b>	pies cúbicos
<b>pcd</b>	pies cúbicos diarios
<b>pce</b>	petróleo crudo equivalente
<b>MBtu</b>	Miles de Btu
<b>MMBtu</b>	Millones de Btu
<b>°API</b>	Grados API
<b>SSU</b>	Segundo saybolt universal

Abreviatura	Unidad de Medida
<b>°C</b>	Grados Celsius
<b>cSt</b>	centistoke
<b>Pa</b>	Pascal
<b>s</b>	segundo
<b>Bg</b>	Factor de volumen del gas (Bg<1)
<b>Bo</b>	Factor de volumen del aceite (Bo>1)
<b>Bt</b>	Factor de volumen de las dos fases Bt=(Bg+Bg(Rsi-Rs))
<b>Bw</b>	Factor de volumen del agua
<b>c</b>	compresibilidad
<b>cf</b>	compresibilidad de la formación
<b>cg</b>	compresibilidad del gas
<b>cw</b>	compresibilidad del agua
<b>k</b>	permeabilidad absoluta
<b>kg</b>	permeabilidad efectiva al gas
<b>ko</b>	permeabilidad efectiva al aceite
<b>kw</b>	permeabilidad efectiva al agua
<b>kr g</b>	permeabilidad relativa al gas
<b>kr o</b>	permeabilidad relativa al aceite
<b>krw</b>	permeabilidad efectiva al agua
<b>p</b>	presión
<b>pb</b>	presión de burbujeo o de saturación
<b>Tpc</b>	Temperatura pseudocrítica
<b>ppc</b>	presión pseudocrítica
<b>pwf</b>	presión de fondo fluyendo
<b>pws</b>	presión de fondo estática
<b>q</b>	gasto de producción

Abreviatura	Unidad de Medida
<b>re</b>	radio de drene del pozo
<b>rw</b>	radio del pozo
<b>Rp</b>	Relación gas aceite acumulativa (Rp=gP/Np)
<b>Rs</b>	Relación de solubilidad gas-aceite
<b>Rsw</b>	Relación de solubilidad gas-agua
<b>S</b>	Saturación
<b>T</b>	Temperatura
<b>Tc</b>	Temperatura crítica
<b>Tr</b>	Temperatura reducida
<b>Vor</b>	Volumen de aceite residual
<b>Vp</b>	Volumen de poros
<b>W</b>	Volumen de agua en el acuífero
<b>We</b>	Entrada de agua acumulativa de agua al yacimiento a c.y.
<b>z</b>	factor de compresibilidad del gas

Unidad	Descripción	Factor
<b>PB</b>	Petabyte	1024 TB
<b>TB</b>	Terabyte	1024 GB
<b>GB</b>	Gigabyte	1024 MB
<b>MB</b>	Megabyte	1024 KB
<b>KB</b>	Kilobyte	1024 Byte
<b>B</b>	Byte	8 bits



## Editorial



Este número de la Gaceta Informativa de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) está dedicado a las Reservas de Petróleo y Gas, cuya consolidación, al 1° de enero de 2024, fue aprobada por el Órgano de Gobierno este 11 de junio.

La cuantía de Reservas de Hidrocarburos constituyen el indicador más importante en la industria petrolera e incluso resultan esenciales en la definición de los presupuestos nacionales, ya que nos permiten estimar los ingresos que el Estado Mexicano podría obtener por la explotación de sus recursos. Por ello, en el artículo intitulado *Reservas de Hidrocarburos en México, hacia la seguridad energética de la Nación* mostramos la evolución histórica de las Reservas en nuestro país y cómo los recursos descubiertos en años recientes, han contribuido a su incorporación, lo que resulta crucial en un país como el nuestro, en el que la demanda energética está en constante crecimiento.

La consolidación de los montos de Reservas de la Nación, es decisiva para garantizar la soberanía energética y el fortalecimiento de nuestras empresas productivas nacionales. Todo ello con la perspectiva de optimizar el valor estratégico y económico de los hidrocarburos de la Nación, a través de la integridad de su cadena de valor, para el beneficio del país.

Como cada trimestre, presentamos las cifras relevantes de las actividades de exploración y extracción de acuerdo con la cadena de valor, en los foros y talleres donde la CNH tuvo presencia. Asimismo, informamos sobre los convenios de colaboración suscritos y contemplamos las mejores prácticas en materia de exploración en los países miembros del Grupo de Trabajo *Upstream* de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE). Finalmente, incluimos un suplemento relativo a la participación de nuestros especialistas en el XVII Congreso Mexicano del Petróleo.

Deseamos, para ustedes una amena e informativa lectura.

Salvador Ortuño Arzate  
Comisionado 2023-2029

## Reservas de hidrocarburos en México, hacia la seguridad energética de la Nación

Las Reservas son las cantidades de hidrocarburos en un campo o yacimiento descubierto que, a partir de una fecha dada y con la aplicación de un proyecto de desarrollo, se espera que sean comercialmente recuperables. Tienen relación directa con:

- las características de producción de hidrocarburos de los yacimientos.
- la eficiencia operativa de las empresas en materia de extracción.
- la probabilidad de recuperar los hidrocarburos.

En la industria petrolera, los valores de Reservas son los indicadores más importantes que los gobiernos, el sector financiero y las empresas petroleras requieren para definir las acciones a seguir, asegurar la sustentabilidad a largo plazo de los proyectos petroleros y garantizar la seguridad y la soberanía energética de la Nación, dotando a México con un alto potencial energético para el crecimiento económico y social.

Las Reservas pueden categorizarse de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones: probadas (1P), probables (2P) y posibles (3P).

### Historia de la metodología

Desde 1930, la industria petrolera ha realizado esfuerzos para estandarizar criterios y terminologías, comunicar la confianza y madurez, reducir la incertidumbre asociada a un proyecto y comparar los factores tanto técnicos como económicos que impactan en su viabilidad. Durante los primeros intentos, el enfoque fue sobre la categoría probada, sin embargo, a partir de 1987 surgieron las primeras definiciones que incluían las categorías probable y posible, publicadas de manera independiente por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) y el *World Petroleum Congress* (WPC). Diez años después se estableció una colaboración internacional para publicar definiciones conjuntas SPE-WPC que se utilizan a nivel mundial. Desde



entonces se realizaron diferentes acciones hasta que en 2007 la SPE, en asociación con el WPC, la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), publicó el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), un conjunto de estándares y directrices utilizadas internacionalmente para la evaluación y gestión de recursos de petroleros.

En la historia de México, las Reservas se concebían como probadas hasta que en 1996 se tomó la decisión de someter las evaluaciones a los criterios internacionales definidos por la SPE y el WPC. El proceso de análisis duró cerca de tres años (1996-1998) y consideró la integración de diferentes disciplinas técnicas. Dos Terceros Independientes certificaron las cifras: *Netherlands, Sewell & Associates, Inc* (NSAI) y *DeGolyer and MacNaughton*. Como resultado, en la evaluación presentada en 1999, una porción de las Reservas probadas fue reclasificada a probable (9,000 MMb aceite) y la restante como posible (7,500 MMb) (Figura 1). Esta certificación consideró las tres categorías (1P, 2P y 3P) y proporcionó un marco confiable y estandarizado para hacer una comparación justa en la evaluación de los recursos de la Nación y promover una industria más transparente.

En 2003, las Reservas probadas fueron sometidas a los criterios de la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América y se recategorizaron nuevamente las probadas a probables, debido a que estos criterios tenían mayor rigor respecto al desarrollo de los campos.

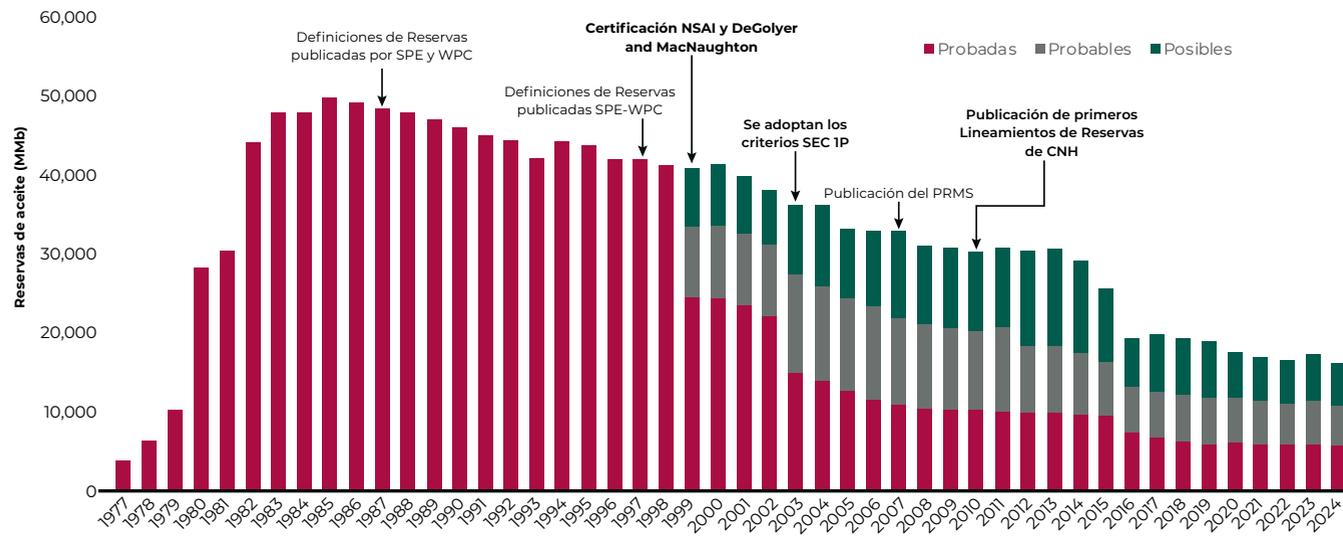


Figura 1. Evolución histórica de las Reservas de aceite en México (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros y Barbosa-Dominguez 2006).

**Metodología actual**

A partir de 2010, para adoptar las mejores prácticas de la industria, la CNH emitió la regulación asociada a la cuantificación de Reservas y certificaciones, apegándose a las metodologías del PRMS. Finalmente, en 2017 fueron publicados los *Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación*, que han sufrido reformas en 2019, 2022 y 2023 (Figura 2) a fin de armonizar los lineamientos respecto de distintas ordenanzas de la Comisión.

**Cuantificación y certificación de Reservas**

La cuantificación y certificación de Reservas brinda a los Operadores Petroleros la posibilidad de acceder a mecanismos de financiamiento para desarrollar sus proyectos. Además, permiten a la Nación estimar los ingresos potenciales que obtendrá por la explotación de sus recursos, por lo que representan un papel fundamental en los presupuestos nacionales.

Como cada año, la Comisión llevó a cabo el procedimiento de cuantificación y certificación de las Reservas de la Nación al 1º de enero de 2024, que culminó con su aprobación por parte del Órgano de Gobierno en la 37a Sesión Ordinaria del 11 de junio. A través de este proceso, se analizó tanto la información como los elementos técnicos que proporcionaron 23 Operadores Petroleros y seis empresas certificadoras sobre 486 campos con Reservas.

La abundancia de los hidrocarburos de la Nación se observa en la gran cantidad de yacimientos descubiertos y la variedad de sus características petrofísicas, mecanismos de empuje y tipos de fluidos. Geográficamente, los yacimientos del territorio nacional se distribuyen en seis provincias petroleras localizadas al oriente de la República Mexicana: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Cuencas del Sureste y Golfo de México Profundo.

Al norte del país, en las provincias de Burgos y Sabinas, se localizan con predominancia los campos de gas seco y gas húmedo, mientras que en Tampico-Misantla y Cuencas del Sureste son más abundantes los campos de aceite de diferentes calidades. Por su parte, los campos de gas y condensado se concentran en las provincias de Veracruz y Cuencas del Sureste (Figura 3).

Año	Objetivo de modificación
2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incorporación de reservas derivado de un descubrimiento que cuente con un pronunciamiento en sentido favorable del informe de evaluación.</li> <li>• El PRMS, por sus siglas en inglés, constituye una metodología de referencia para analizar y evaluar los informes de cuantificación de reservas.</li> </ul>
2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor participación de la Comisión en el proceso de certificación y cuantificación de reservas, elevando el nivel de certeza sobre las cifras a consolidar.</li> <li>• Armonización con la regulación vigente emitida por la Comisión.</li> <li>• Acompañamiento de la Comisión para seleccionar al Tercero Independiente idóneo para las actividades de certificación de Reservas, con base en sus capacidades técnicas y las características de los campos a certificar.</li> <li>• Simplificación administrativa y reducción de costos de cumplimiento.</li> </ul>
2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminación de la Autorización de Contratación del Tercero Independiente</li> <li>• Ampliación de la vigencia de la inscripción en el padrón de terceros independientes.</li> <li>• Establecimiento de la Declaración de Descubrimiento Comercial como requisito para incorporar reservas.</li> <li>• Inclusión del Supuesto de Incorporación de reservas previo análisis de condiciones congruentes.</li> </ul>

Figura 2. Modificaciones a los lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

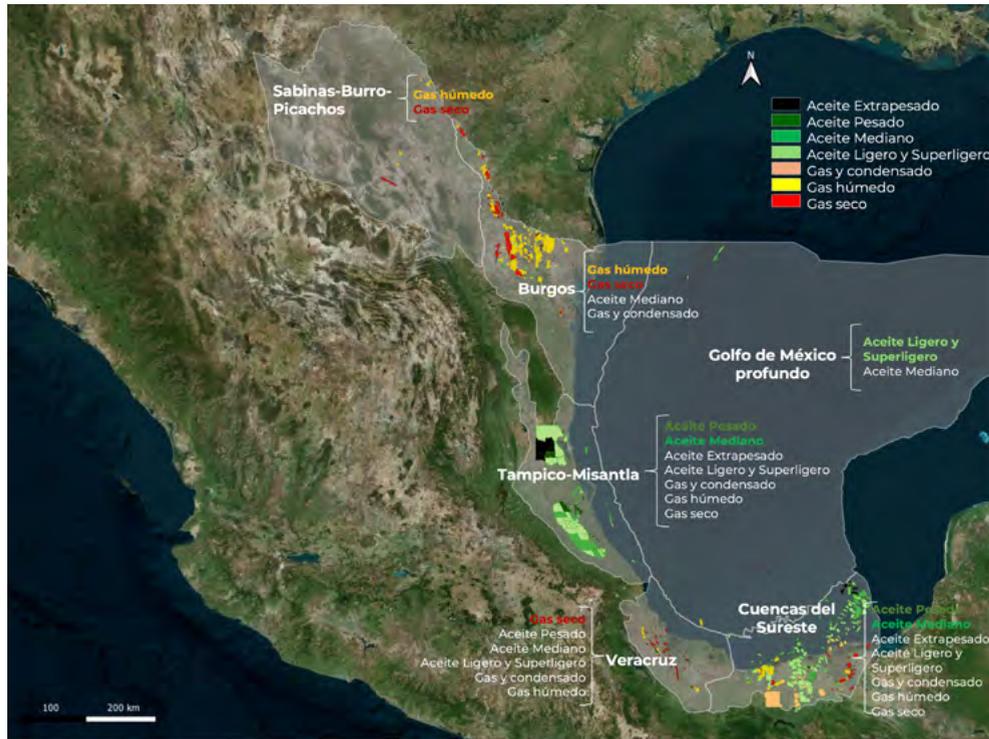


Figura 3. Distribución de los yacimientos por tipo de fluido (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Respecto al estado que guardan los campos con Reservas (al 1° de enero de 2024) y Recursos Prospectivos (a septiembre de 2023), México cuenta con 156 campos con Recursos Contingentes asociados a factores técnicos y/o económicos, 11 nuevos descubrimientos, 61 campos que están por incorporarse a producción en los próximos años, 67 en etapa de desarrollo inicial, 127 en mantenimiento y 220 en declinación de la producción (Figura 4).

Si bien existen aún grandes oportunidades de desarrollo, el 54% de los campos mexicanos son campos maduros que, a pesar de tener reservas sustanciales, experimentarán una inevitable declinación natural causada por la extracción diaria de hidrocarburos. Por ello, para mantener una constante incorporación de Reservas por descubrimientos y con ello atender la demanda energética de la Nación, se tendrán que explotar otros campos

con características más complejas, implementar procesos y tecnologías, incrementar la recuperación secundaria y terciaria, así como fortalecer las actividades de exploración.

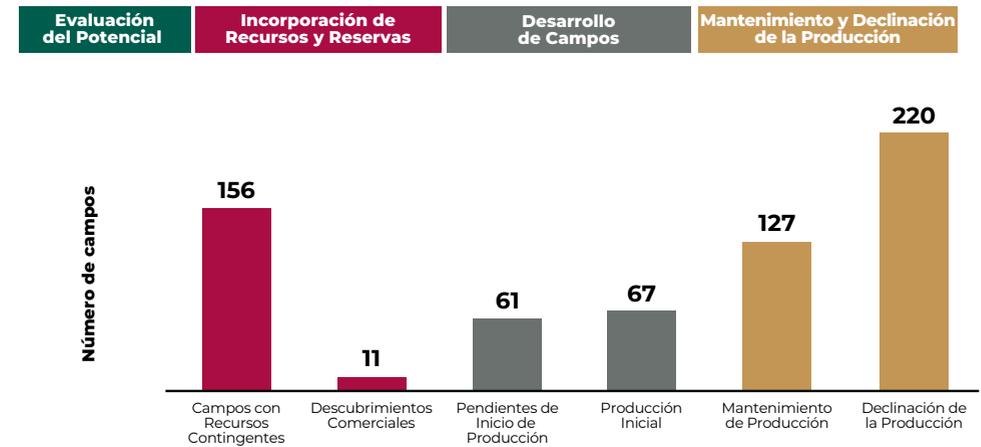


Figura 4. Estado de los campos con Reservas y Recursos en México (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

### Incremento en las Reservas de la Nación

La evolución histórica de las Reservas en México ha mantenido una declinación menos pronunciada desde 2016 debido a la maduración de proyectos y la incorporación de nuevos campos. Esto se debe a la actividad exploratoria, así como a la revisión y actualización de las estrategias para el desarrollo de los campos que llevan a cabo los Operadores con base en la ejecución de actividades y resultados.

Durante los últimos dos años (2023 y 2024), dada la producción que ha tenido lugar, no solo se ha atenuado la declinación de Reservas, sino que se ha presentado un incremento desde la categoría probada y probable, lo que da cuenta de un crecimiento sostenido y proporciona mayor certeza sobre su recuperación a través de estrategias de desarrollo. En este último año, al 1° de enero de 2024, el aumento en las Reservas probadas se debió a la perforación de pozos de desarrollo y a la incorporación de proyectos en el Golfo de México Profundo que ahora son una realidad (Figura 5).

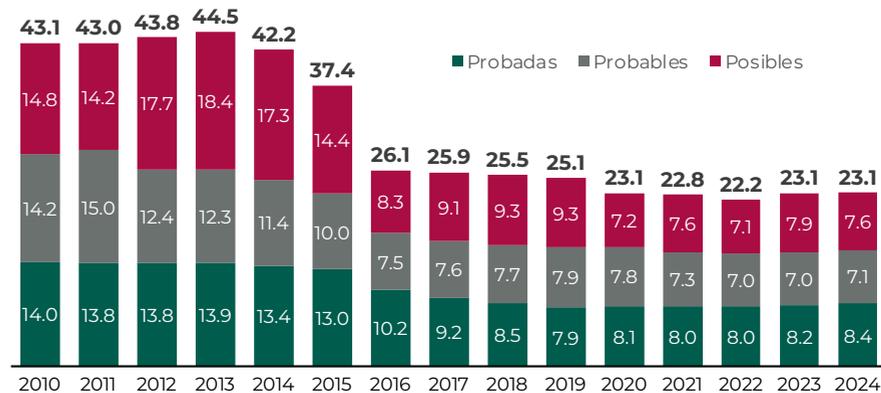


Figura 5. Evolución histórica de las Reservas de petróleo crudo equivalente (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Desde hace más de 10 años, el principal fluido producido en México es el aceite pesado con densidad API, que varía de 10 a 23 grados. Con el descubrimiento e incorporación de campos de gas y condensado, la producción de aceites ligeros ha incrementado paulatinamente y se espera que para 2024 represente más del 40% de la producción nacional. Además, se prevé la incorporación de campos con calidad API mayor a 24 grados, lo que permitirá que los fluidos de mejor calidad (medianos a superligeros) superen la producción de aceites pesados en el corto plazo. Sin embargo, la necesidad de mantener los ritmos de extracción actuales ha llevado a tomar acciones, como el desarrollo, desde hace ya unos años, de campos con características más complejas como los de aceite extrapesado, en los que México tiene grandes Reservas.

Actualmente los campos de aceite extrapesado aportan cerca de 100 Mbpd a la producción Nacional y se estima que alcanzarán más de 350 Mbpd para 2030 (Figura 6).

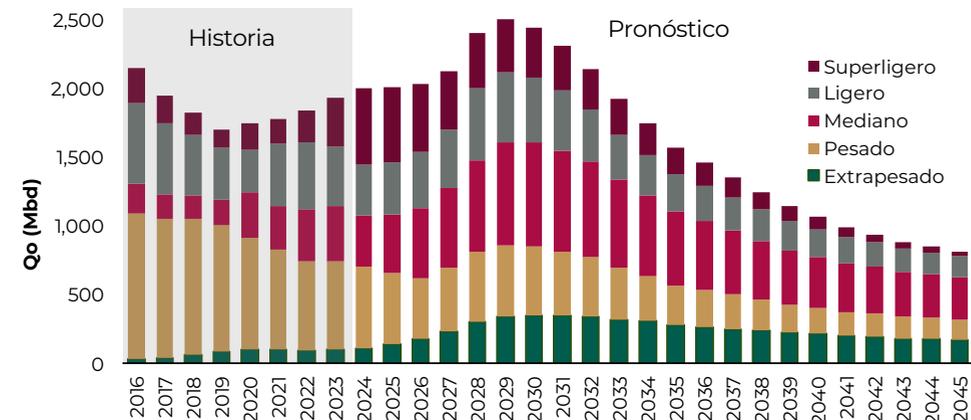


Figura 6. Producción Nacional histórica y pronóstico por tipo de fluidos (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Entre otras acciones realizadas, se han incorporado proyectos en aguas ultra profundas del Golfo de México, luego de su descubrimiento y tras años de estudio para satisfacer los criterios de comercialidad necesarios para su desarrollo. En el presente ejercicio de certificación y cuantificación se han incorporado las Reservas Nacionales (3P) 630 Mmb de petróleo crudo equivalente (PCE), sumando un total de 6% (cifras 3P de PCE) en Golfo de México Profundo, provincia petrolera que cada vez toma más fuerza (Figura 7).

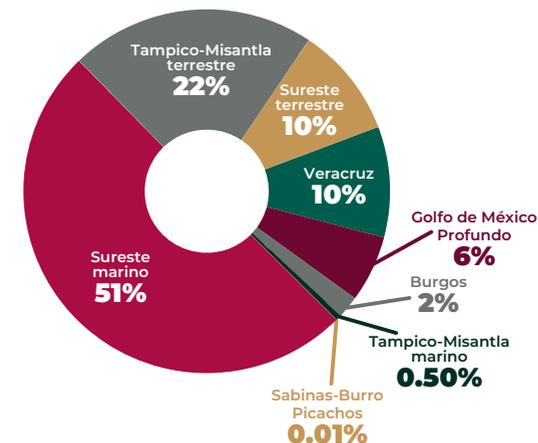


Figura 7. Distribución de las Reservas 3P de PCE por provincia petrolera (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Además, para maximizar el factor de recuperación de los campos mexicanos, se tienen documentados procesos de recuperación secundaria y mejorada en 63 yacimientos, siendo la inyección de agua el proceso seleccionado en el 89% de los casos (Figura 8).

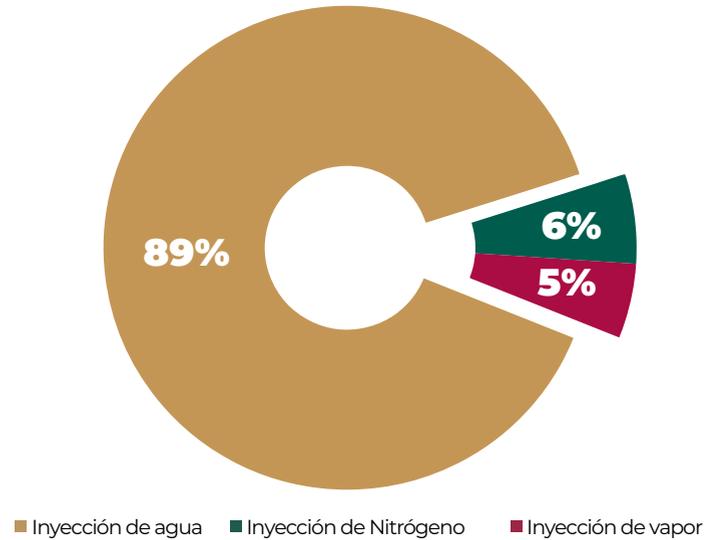


Figura 8. Procesos de recuperación secundaria y mejorada en México (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Estas técnicas ofrecen una solución viable para mantener la producción y extender la vida útil de los yacimientos y mejorar la eficiencia de recuperación. En el resto de los campos, estos procesos se encuentran en evaluación continua para buscar avances tecnológicos, fuentes de suministro de fluidos, mejores prácticas o cambios en los precios que permitan acceder a ellos. El volumen de Reservas 3P asociado con estos métodos asciende a 3,459 MMb de aceite y 2,085 MMMpc de gas al 1º de enero de 2024.

En un país donde la demanda energética está en constante crecimiento, la exploración se erige como una actividad fundamental. La capacidad de explorar y descubrir nuevos recursos ha contribuido significativamente a la incorporación de Reservas. En los últimos años se han incorporado decenas de yacimientos y se han descubierto dos grados campos de gas y condensado que actualmente contribuyen con más de 220 Mbpd a la producción

nacional. De 2001 a la fecha se han incorporado Reservas 3P por 16,115 MMbp asociado a los descubrimientos donde el 27% corresponde a los últimos seis años, demostrando la importancia de continuar con esta actividad (Figura 9).

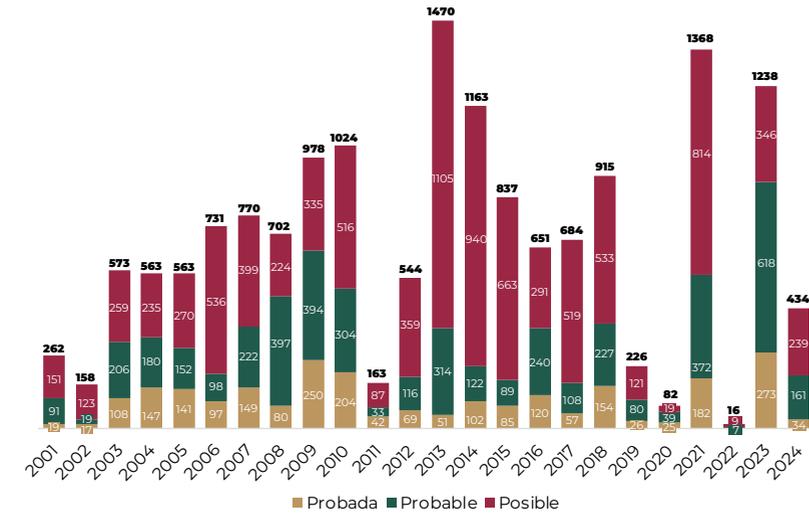


Figura 9. Evolución histórica de las Reservas de petróleo crudo equivalente asociada a la incorporación por descubrimientos (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Al 1º de enero de 2024, la actividad exploratoria integra Reservas en 11 nuevos campos y dos yacimientos en campos conocidos, en las provincias Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, que en conjunto suman Reservas por 434 MMbpce (Figura 10).



Figura 10. Descubrimientos incorporados al 1º de enero de 2024 (Fuente: CNH con información de los Operadores Petroleros).

Al 1° de enero de 2024, la tasa de restitución integral de Reservas (que considera las actividades asociadas a descubrimientos, actividades de delimitación, el análisis derivado de la perforación de pozos de desarrollo y las revisiones de la información geológica, geofísica, de operación y del comportamiento de producción) superó por segundo año consecutivo el 100%. Esto significa que la incorporación por descubrimientos y la restitución por actividades de Desarrollo, Delimitación y Revisiones de Reservas fue mayor que la extracción de hidrocarburos del periodo evaluado (Figura 11).

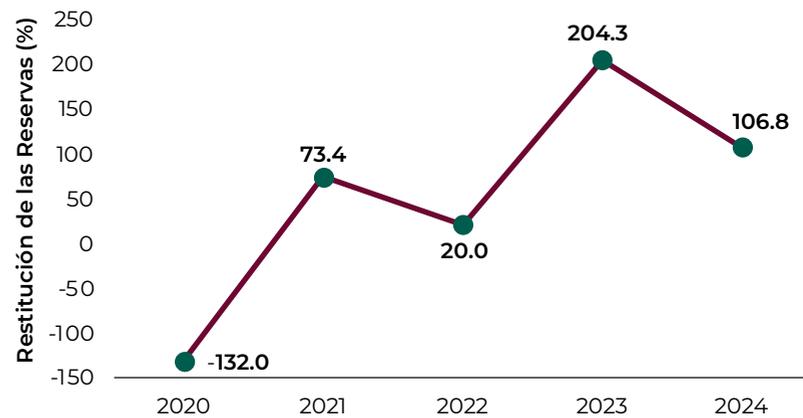


Figura 11. Tasa de Restitución Integral 3P de PCE al 1° de enero de 2024.

(Fuente: CNH, con información de Operadores Petroleros)  
Para mayor información, consultar <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/921219/ConsolidaciondeReservas2024.pdf>

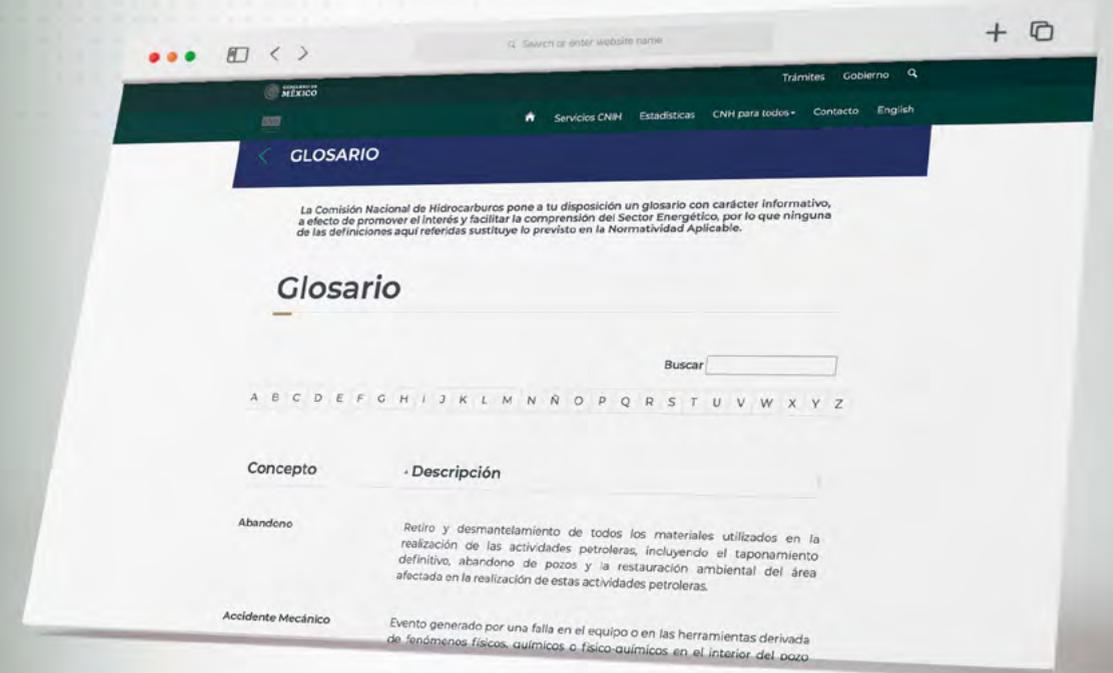
Con un panorama alentador para la industria petrolera Mexicana, estos resultados representan, más que un logro estadístico, un paso hacia la seguridad energética de la Nación. Aún existen grandes desafíos por delante, pero estamos en el camino correcto y avanzamos con firmeza hacia nuevos objetivos estratégicos. Se están tomando acciones decisivas para maximizar el valor de los hidrocarburos: se implementaron proyectos de recuperación adicional y otros más están por aplicarse. Se han perforado pozos en aguas profundas y se han incorporado sus Reservas. Se están explotando yacimientos con condiciones más complejas y la exploración ha permitido la incorporación de descubrimientos año con año. En suma, se han transformado los desafíos en oportunidades, cumpliendo con la misión de propiciar la inversión y el crecimiento económico.

**Visita nuestro  
sitio web**

[www.hidrocarburos.gob.mx](http://www.hidrocarburos.gob.mx)



Si tienes duda sobre algún  
término, consulta nuestro  
**Glosario**



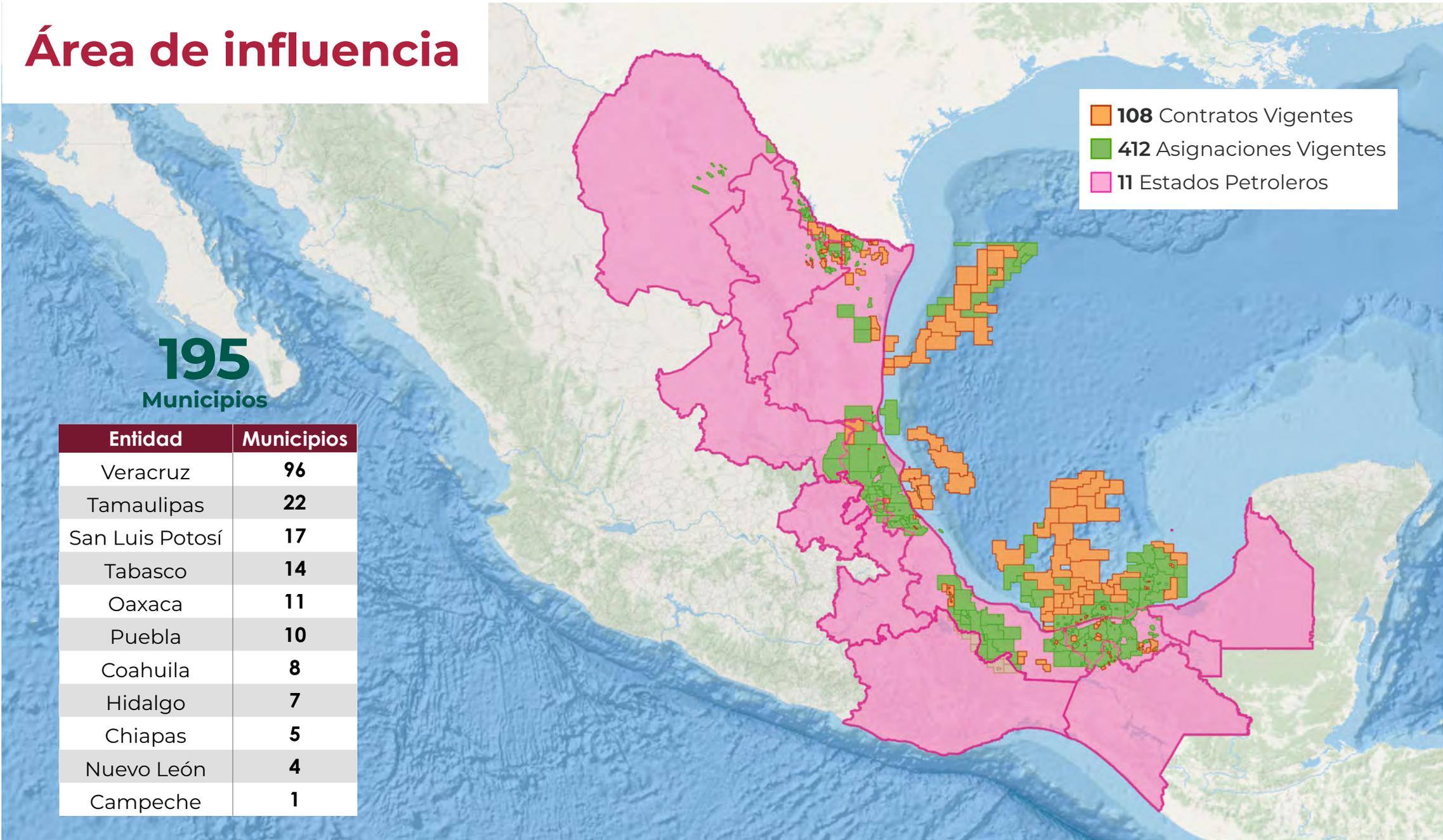
<https://hidrocarburos.gob.mx/transparencia/glosario>

# Área de influencia

**195**  
Municipios

Entidad	Municipios
Veracruz	96
Tamaulipas	22
San Luis Potosí	17
Tabasco	14
Oaxaca	11
Puebla	10
Coahuila	8
Hidalgo	7
Chiapas	5
Nuevo León	4
Campeche	1

- **108** Contratos Vigentes
- **412** Asignaciones Vigentes
- **11** Estados Petroleros



# Actividades de la CNH con relación a la Cadena de Valor

2019-2024

## Exploración



Verificación de cumplimiento en:

**23,146**

**MMbpce<sup>1</sup>**  
Reservas totales al 1º de enero de 2024.

**412**

**Asignaciones**  
(PEMEX)

**108**

**Contratos**  
(Privados-PEMEX)

## Extracción



**1,840**

**miles de barriles**  
de hidrocarburos líquidos<sup>3</sup> diarios en promedio durante junio de 2024.

**9,598**

**millones de dólares**  
de la Comercialización de hidrocarburos del Estado en Contratos de Producción Compartida<sup>2</sup>

**325**

**mil millones de dólares**  
Planes de Exploración y Extracción aprobados y en ejercicio<sup>2</sup>

**19,460**

**millones de dólares**  
Contenido Nacional estimado<sup>2</sup>

**9**

**millones de muestras**  
Resguardo y administración en las Litotecas de Pachuca y Mérida  
Banco digital de datos del subsuelo terrestre y marino

<sup>1</sup> millones de barriles de petróleo crudo equivalente.  
<sup>2</sup> Con información a junio de 2024.  
<sup>3</sup> Incluye petróleo y condensados.

# Exploración



## Evaluación de Recursos

Prospección del  
Potencial Nacional

**112,900**

**MMbpce**  
Recursos Prospectivos

Incorporación de  
Reservas por Exploración  
y Desarrollo

**23,146**

**MMbpce<sup>1</sup>**

**486<sup>1</sup>**

Campos con

**793<sup>1</sup>**

Yacimientos

**12<sup>1</sup>**

Descubrimientos

Evaluación  
de Campos

**6,341**

**MMbpce<sup>2</sup>**  
Recursos Contingentes



## Dictámenes de Exploración

Prospección del  
Potencial Nacional

**364**

**Aprobaciones**  
de Planes  
de Exploración

Incorporación de  
Reservas por Exploración  
y Desarrollo

**149**

**Programas de trabajo  
y Presupuestos**  
para Producción Compartida

Evaluación  
de Campos

**73**

**Programas**  
de Evaluación  
aprobados



## Autorizaciones de Exploración

Prospección del  
Potencial Nacional

**36**

**Autorizaciones**  
de Reconocimiento  
y Exploración Superficial

Incorporación de  
Reservas por Exploración  
y Desarrollo

**295**

**Autorizaciones**  
de pozos exploratorios

Evaluación  
de Campos

**56**

**pozos**  
delimitadores  
autorizados



Emisión de

**4**

**Opiniones Técnicas**  
a la Secretaría de Energía para  
el Plan Quinquenal de Licitaciones.

Inversión autorizada en Planes  
y Programas de Exploración

**29,332<sup>3</sup>**  
millones de dólares

<sup>1</sup> Con reservas al 01 de enero de 2024.

<sup>2</sup> Datos a septiembre de 2023.

<sup>3</sup> Con información a junio de 2024.

# Extracción



## Perforación e infraestructura

**998**  
pozos  
de desarrollo  
perforados

**1,298**  
pozos  
perforados<sup>1</sup>



## Extracción y Comercialización

**1,840,118<sup>2</sup>**  
barriles diarios  
con  
**4,231<sup>2</sup>**  
pozos  
en operación

<sup>1</sup> Incluye exploratorios, delimitadores y de desarrollo.  
<sup>2</sup> Con información a junio de 2024.



## Conclusión y Restauración

**882**  
pozos  
taponados

**295,533<sup>2</sup>**  
millones de dólares  
en inversión autorizada en Planes  
y Programas de Extracción

**2,617<sup>2</sup>**  
Sistemas de  
Medición  
de hidrocarburos

**118.51<sup>2</sup>**  
millones de barriles  
en Contratos de Producción  
Compartida se han  
comercializado



**9,598<sup>2</sup>**  
millones de dólares  
de aportación  
directa al erario

# Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica

## Inversión total en Contenido Nacional



**19,460**  
MM US\$<sup>1</sup>

bienes, servicios, mano de obra, capacitación, transferencia de tecnología e infraestructura.

## Porcentaje de Contenido Nacional en Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos

Tipo de Área	Etapa de Exploración	Etapa de Evaluación		Etapa de Desarrollo	
Terrestres	26 % por periodo	22 % - 26 %		27 % - 28 % en el primer año, con aumentos anuales para llegar a 38 % en 2025	
Aguas Someras	13 % - 15% por periodo	17%		25 % en el primer año, con aumentos anuales para llegar a 35 % en 2025	
Aguas Profundas	Periodo Inicial	1er Periodo Adicional	2do Periodo Adicional	Inicio de Desarrollo	Producción
	3 %	6 %	8 %	4 %	10 %

### Normatividad vigente

Ley de Hidrocarburos, **Artículo 46** Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos, **cláusulas 17 a 20**: Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica

<sup>1</sup> Incluye la inversión de los Programas de Capacitación y de Transferencia de Tecnología. Cifras a junio 2024.

## Acciones con Estados:

### Campeche, Tabasco, Tamaulipas, Veracruz

- Establecer en conjunto estrategias orientadas al desarrollo de proveedores locales para la industria de los hidrocarburos.
- Trabajar coordinadamente para presentar proyectos en materia de Capacitación y Transferencia Tecnológica en favor de Instituciones de Educación Superior y profesionistas locales.
- Promover el desarrollo de proyectos de infraestructura e inversión social de las empresas operadoras con las autoridades de los tres órdenes de gobierno, instituciones académicas, organizaciones de la sociedad civil y sectores productivos.

## Inversión en Programas de Capacitación: 30.68 MM US\$

## Inversión en Programas de Transferencia de Tecnología: 95.65 MM US\$



Laboratorio especializado en Geofísica Petrolera



Laboratorio de Exploración



Salas de visualización



Programa de certificación profesional en Industria Petrolera para estudiantes y recién egresados



Programa de pasantías, jornadas técnicas y visitas a campo



Programa de desarrollo de proveedores

# Administración de Asignaciones y Contratos

A través del Sistema de Información de Pagos, la CNH proporciona datos para el cálculo de contraprestaciones:



Resguardo de:

**78**  
**Garantías Corporativas**  
 ilimitadas vigentes

**111**  
**Garantías Corporativas**  
 limitadas vigentes por un monto de:

**\$189,995,000,000**  
 millones de dólares

**37**  
**Garantías de Cumplimiento**  
 vigentes por un monto de  
**\$589,127,800.80**  
 millones de dólares

## Jurídico



Supervisión del cumplimiento legal de las

**412**

Asignaciones

**112**

Contratos\*



Mejora regulatoria

**10**

Nuevos  
Lineamientos

**15**

Modificaciones



Integración de

**48**

Procedimientos,  
sancionadores y  
contenciosos



**Proyectos de Acuerdos y Resoluciones que emite el Órgano de Gobierno.**

\*108 Contratos vigentes

## Secretaría Ejecutiva



**2,484**

Acuerdos del Órgano  
de Gobierno



**530**

Sesiones de Órgano  
de Gobierno

Preparación, desarrollo y sus  
actas correspondientes

El Órgano de Gobierno  
sesiona **dos veces** por  
semana, con lo que implica  
un promedio de **cinco**  
**asuntos** por sesión.



**399**

Audiencias y  
Reuniones de Trabajo

de los Comisionados y  
las áreas de la CNH con  
**62 empresas** reguladas  
nacionales y extranjeras



**635**

**Horas aproximadas**  
sesionadas en Órgano  
de Gobierno

# Centro Nacional de Información de Hidrocarburos



## Gestión de Información Digital

**20**

**Petabytes**

de información yacimientos, geofísica y pozos, equivalentes a más de

**102,266**

**millones**  
de libros digitales



## Resguardo de Muestras Físicas

Una Litoteca en Hidalgo y una en Yucatán.

Albergan más de

**9**

**millones**

de muestras de roca del subsuelo mexicano provenientes de

**17**

**mil pozos**



## Evaluación económica

**704<sup>1</sup>**

**Análisis**

que determinan la viabilidad económica de cada uno de los proyectos petroleros



## Difusión de Información

**2**

**Litotecas**

**11**

**Herramientas**  
tecnológicas

**20**

**Reportes**  
estadísticos

Información proveniente de **2,135** municipios en **32** estados que suman una superficie de **2.7 millones** de km<sup>2</sup> y representan **53 %\*** del territorio mexicano

<sup>1</sup>A junio 2024.

\* Se consideran los conjuntos de información de sísmica, métodos potenciales y ARES con adquisición y con reprocesamiento de datos. La superficie total incluye la zona económica exclusiva y la superficie continental.

# Administración y Finanzas

## Aprovechamientos propios



**3,972.7**

MM MXN\$

Total del periodo\*

## Contribuciones al gasto del Gobierno Federal



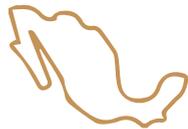
**989.2**

MM MXN\$

Total del periodo\*

\*Cifras en millones de pesos  
Periodo 2019-2024

## Otros Ingresos al Estado



**214**

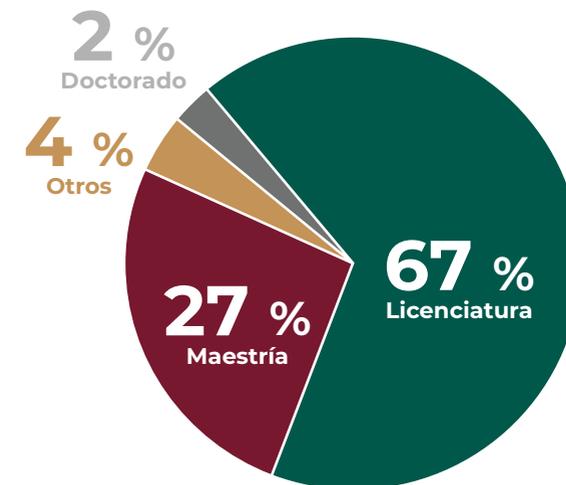
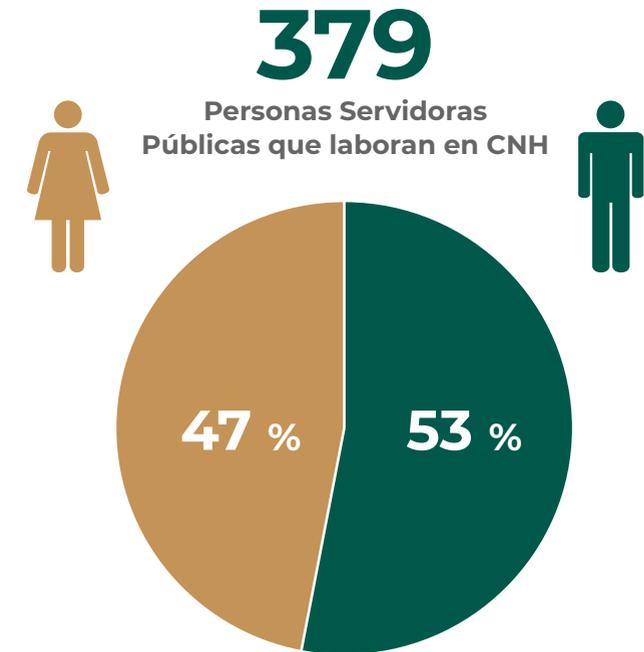
MM US\$

## IVA de Facturación Petrolera



**25,700**

MM MXN\$



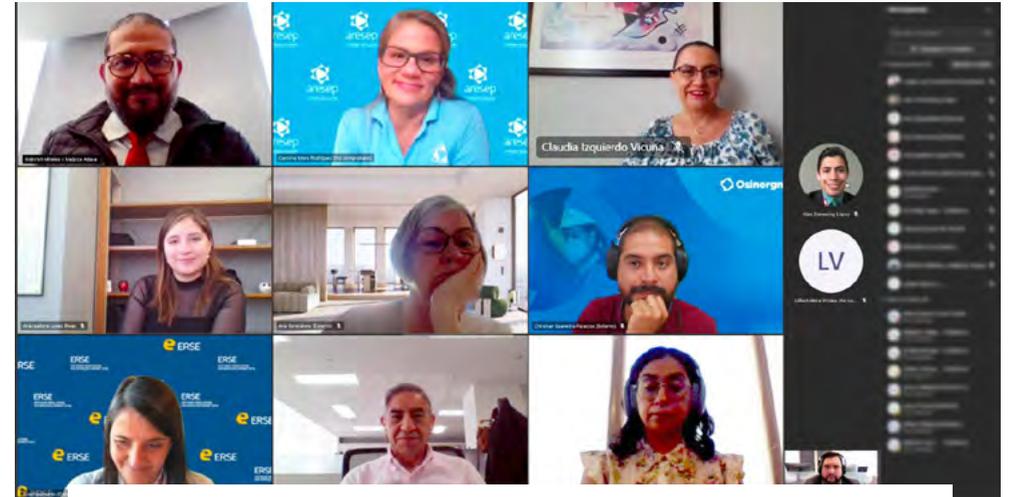
## Presentaciones en Foros y Talleres



**8 de abril.** La Comisión Nacional de Hidrocarburos participó virtualmente en la **XXII Reunión de la Red de Reguladores Económicos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)**, en la que estuvieron presentes 101 delegaciones en representación de 48 autoridades regulatorias de 33 países.



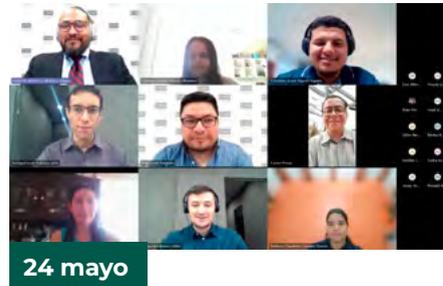
**18 de abril.** Integrantes de la **Oficina Comercial de Alberta en México** visitaron la CNH para conocer las labores de la institución y para reforzar los lazos de cooperación que datan de 2014, en el marco del Memorando de Entendimiento suscrito entre el Ente Regulador de Energía de Alberta, Canadá y la CNH.



**24 de abril.** Durante una reunión de trabajo con la **Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía (ARIAE)**, la CNH compartió su experiencia en la edición de las Gacetas Informativas, como instrumentos de comunicación y difusión.



**26 de abril.** La CNH presidió la **1ª Reunión de 2024 del Grupo de Trabajo de Upstream de ARIAE**, que versó sobre la *Mejora regulatoria en la CNH*. Además de la Comisión, este Grupo de Trabajo se compone de distintas agencias e instituciones como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Bolivia, la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de Brasil y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) de Perú.



**20, 24, 31 de mayo y 21 de junio.** La CNH colaboró con la Secretaría de Energía de México y la Agencia Mexicana de Cooperación Internacional para el Desarrollo en la impartición de tres talleres técnicos para la Secretaría de Energía de Honduras.



**7 de junio.** La CNH presidió la 2ª Reunión del Grupo de Trabajo de *Upstream* de la ARIAE, que consistió en el panel de discusión *Incentivos a la exploración*, en el que participaron la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de Brasil y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) de Perú.



**27 de junio.** Héctor Gallardo Ferrera, Director de Recuperación Secundaria y Mejorada, publicó **Principios del análisis de pruebas de presión en yacimientos**, libro que también contó con el trabajo de edición de Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción, Ximena Melgarejo Castellanos, Subdirectora de Asignaciones y Contratos Marinos y Jorge Arévalo Villagrán, Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía.

Bajo un enfoque práctico, esta obra presenta los conceptos que han de aplicarse en las pruebas de presión durante la producción, pues estas son una herramienta clave para caracterizar sistemas geológicos subterráneos y tomar decisiones a lo largo de las distintas fases del desarrollo de yacimientos petroleros.



**27 de junio.** La CNH participó en *Regulando para obtener resultados: Simplificación de procedimientos administrativos y reducción de la carga regulatoria para la competitividad*. Este encuentro que forma parte de la serie de seminarios web **Regulación para obtener resultados** de la OCDE, organizada por la División de Política Regulatoria y Gobernanza Pública, que también apoya los trabajos de la Red de Reguladores Económicos, de la cual la CNH es parte. Durante este seminario web, se trató la simplificación de los procedimientos administrativos y la reducción de las cargas reglamentarias para la competitividad. Además, se presentaron iniciativas de algunos países miembro en las áreas de simplificación administrativa, reducción de cargas y la reforma de regulaciones en áreas prioritarias.

# Convenios de Colaboración

La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene amplia experiencia en materia de colaboración interinstitucional. Muestra de ello son los Convenios de Colaboración que celebra para dar continuidad a los esfuerzos de vinculación con instituciones, gobiernos y actores, tanto nacionales como internacionales, cuyo ámbito de acción sea relevante para la industria de los hidrocarburos.

De 2010 a la fecha, se han suscrito



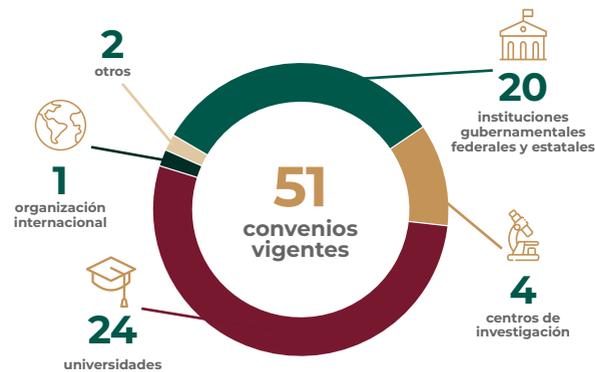
**102**  
Convenios

con

-  instituciones gubernamentales federales y estatales
-  universidades
-  centros de investigación
-  agencias reguladoras nacionales e internacionales
-  organizaciones internacionales

Se enfocan principalmente en:

-  **Regulación**
-  **Información**
-  **Contenido Nacional**
-  **Capacitación**



En 2024 se han celebrado



**8**

Convenios

No	Institución	Fecha
1	Agencia Estatal de Energía de Veracruz (AEEV)	19-ene-24
2	Centro de Excelencia para la Administración Sostenible de Recursos (ICE-SRM) de la ONU	7-feb-24
3	Instituto Técnico del Petróleo y Energía (ITPE)	28-feb-24
4	Barra Mexicana de Abogados (BMA)	1-mar-24
5	Universidad Autónoma del Carmen (UNACAR)	6-mar-24
6	Universidad Tecnológica Minera de Zimapán (UTMZ)	26-mar-24
7	Centro Nacional de Metrología (CENAM)	3-abr-24
8	Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de la Región Carbonífera (ITESRC)	8-abr-24

En el segundo trimestre de 2024, la CNH suscribió los siguientes convenios:



**8-abr.** Convenio de Colaboración con el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de la Región Carbonífera.



**3-abr.** Convenio de Colaboración con el Centro Nacional de Metrología (CENAM).

Consulta los convenios que la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha suscrito con Dependencias, Entidades, Instituciones Académicas y Organismos para establecer las bases de cooperación en diversas materias.

<https://cnh.gob.mx/informacion/convenios>

# Mejores prácticas en materia de exploración

México, a través de la CNH, preside el Grupo de Trabajo *Upstream* (GTU) de la **Asociación Iberoamericana de Entidades Regulatoras de la Energía (ARIAE)**. En su 2ª reunión de 2024, el GTU enfocó el diálogo a las mejores prácticas implementadas por los países miembros en materia de exploración de hidrocarburos, en donde participaron México, Brasil y Perú, este último como observador.



Fundada en marzo de 2000, **ARIAE** constituye un foro de comunicación entre las entidades que la integran y promueve el intercambio de conocimiento sobre la regulación energética, la armonización regulatoria, la formación y capacitación de personal y la cooperación en actividades de interés común.

En el **GTU** se analizan experiencias relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos. Entre otros asuntos, el diálogo en el GTU se ha enfocado en buenas prácticas en materia de transparencia, las técnicas de recuperación secundaria y mejorada aplicadas y la regulación técnica para actividades de exploración y extracción.



**Comisión Nacional de Hidrocarburos**



México

**Determinación de áreas contractuales**

- La Secretaría de Energía (SENER) solicita Asistencia Técnica a la CNH para seleccionar los bloques susceptibles de explorar.

**Perspectiva de la fase de exploración**

- Aprobación de perforación de los pozos exploratorios.
- Autorización de pozos centrada en diseño, integridad.
- Aviso de inicio de pozos cinco días antes.
- Seguimiento de perforación con bitácoras semanales (cada 24 horas en caso de que haya un incidente).
- Planes de Exploración y Programas de Evaluación: pueden considerar escenarios y es posible modificarlos.
- Programa de Trabajo y Presupuesto para cada año.
- Programa de Transición: permite producción temprana.
- Estimación de recursos prospectivos cada tres años.
- Estimación de recursos contingentes: cada año.

**Incentivos a la exploración**

- El 100% de la inversión de exploración es deducible de impuestos.
- El 100% de los proyectos de recuperación secundaria y mejorada son deducibles de impuestos.
- Recuperación de costos exploratorios en los Contratos de Producción Compartida: se paga hasta el 60% de los costos de operación que derivan en ganancias de estos descubrimientos.

**Buenas prácticas y casos de éxito**

- Reuniones de pre-revisión de trámites de planes, autorizaciones de pozos, entre otros, con los Operadores.
- Ampliaciones de períodos exploratorios en el contexto de la emergencia sanitaria por COVID-19.
- Posibilidad de ampliar períodos de exploración para dar cumplimiento a los compromisos establecidos en los contratos.



**Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles**



Brasil

**Determinación de áreas contractuales**

- La determinación de áreas contractuales no le corresponde específicamente a la Superintendencia de Exploración de la Agencia Nacional de Petróleo.
- La ANP indica y analiza las áreas para su posterior exploración.
- En Brasil, el Consejo Nacional de Investigación Energética define las reglas que se seguirán para las áreas que serán concedidas y posteriormente exploradas.

**Perspectiva de la fase de exploración**

- Los Operadores notifican la perforación de pozos 20 días antes.
- Los Operadores envían la situación operacional cuando un pozo está en etapa de perforación.
- Al finalizar la perforación, se entregan otros informes para finalizar con la verificación.
- Las empresas presentan los Planes de Trabajo Exploratorio (implementados en 2022), en donde informan sobre las inversiones previstas.

**Incentivos a la exploración**

- Programa Exploratorio Mínimo (PEM) para 2024: Posibilita a un operador transferir las actividades realizadas en un bloque exploratorio que tiene asignado a otro.

**Buenas prácticas y casos de éxito**

- Los operadores pueden transferir sus actividades exploratorias de un bloque a otro cuando hay impedimentos ambientales para continuar con la exploración.



**Organismo Supervisor de la Inversión en Ingeniería y Minería**



Perú

El OSINERGMIN no cuenta con atribuciones al respecto. La autoridad responsable es PerúPetro, cuyos objetivos son:

- Promover la inversión en la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Negociar y supervisar contratos petroleros y convenios de evaluación técnica y el pago de canon (obligaciones fiscales).
- Comercializar los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, cuya propiedad le corresponda.
- Formar y administrar, a través de terceros, el Banco de Datos de información sobre exploración y explotación de hidrocarburos.



## XVIII Congreso Mexicano del Petróleo

La Comisión de Nacional de Hidrocarburos participó en el XVIII Congreso Mexicano del Petróleo (CMP): *Transformación Digital para dar certidumbre y eficiencia a la Industria Petrolera de México*, llevado a cabo del 20 al 22 de junio de 2024 en Tampico, Tamaulipas.

### Ceremonia Inaugural



**20 de junio.** El Comisionado Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos Agustín Díaz Lastra formó parte del presídium en la Ceremonia Inaugural del XVIII Congreso Mexicano del Petróleo.

### Conferencias Magistrales

**20 de junio.** *Invertir en recursos prospectivos, indispensable para maximizar el valor de nuestros hidrocarburos.* Agustín Díaz Lastra, Comisionado Presidente.

El Comisionado Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Agustín Díaz Lastra, dirigió las siguientes palabras:



Congresistas del más alto nivel profesional en la industria de hidrocarburos en México. Muchas gracias, estimado Ingeniero Eduardo Poblano Romero. Agradezco nuevamente a las autoridades y organizadores de este magno Congreso por su generosa invitación a compartir con ustedes algunas reflexiones, ahora en el bello y legendario puerto de Tampico, en el petrolero y próspero estado de Tamaulipas. Enhorabuena por tan espléndida organización.

Desde hace ya algunas décadas, las políticas públicas sobre hidrocarburos se han orientado primordialmente a la extracción. Hasta hace apenas seis años, gracias a las atinadas decisiones del Presidente Andrés Manuel López Obrador, de nuevo se estableció la política de reponer el cien por ciento de las reservas extraídas anualmente, lo que se ha podido lograr, como lo acaba de demostrar el Director General de PEMEX, el Ing. Octavio Romero Oropeza.



Ahora bien, la reposición de reservas proviene en su gran mayoría de los recursos prospectivos, los cuales, después de cuantiosos trabajos de alto perfil profesional y tecnológico, pueden ser contabilizadas con algún porcentaje de probabilidad, lo que facilita, tanto sus restantes trabajos exploratorios y extractivos, como las asignaciones presupuestales y financieras para las correspondientes inversiones.

***Sin embargo, los recursos potenciales aún no aparecen explícitamente en las políticas públicas ni en los planes de negocio. En todo caso, apenas se logra encontrarlos en los presupuestos anuales.***

Considerando que los recursos prospectivos son materia directa para elaborar los Planes Quinquenales previstos en la Ley de Hidrocarburos y que corresponde a la CNH emitir opiniones técnicas a la SENER, permítanse algunas reflexiones para reivindicar la importancia de los recursos potenciales de México, en nuestra planeación sectorial y nacional.

Desde luego, en la industria de hidrocarburos los ingresos provienen directamente de la extracción, pero indirectamente todo se basa y deriva de esfuerzos sustanciales, prolongados y sostenidos de exploración.

Esta gran decisión gubernamental constituye un estímulo definitivo a la exploración, ya que implica la obligación de asignar los recursos necesarios. Los procedimientos actuales para proyectos de inversión pública contienen forzosamente análisis probabilísticos que permiten calcular valores monetarios para prever utilidades, para ponderar cantidades de recursos que se destinan, tanto a la extracción, como a la exploración.

***Asimismo, los presupuestos generalmente siguen un régimen de elegibilidad de manera que se opte por el máximo valor entre las posibles inversiones. Esta es una lógica impecable al tratarse de la disposición de fondos para ser canalizados y ejercidos en beneficio público.***

Estas simples consideraciones, ante las necesidades de ingresos a corto plazo, tan apetecidas para solventar otras actividades de todo tipo (por cierto, siempre en aumento) imprimen extrema vulnerabilidad a la exploración. Como consecuencia, las necesidades de recursos para explorar no son cubiertas con las dimensiones que se requiere para incidir de manera positiva sobre los recursos prospectivos para poder dotarlos de valor con una base probabilística, es decir, descubrirlos y así poder convertirlos de potenciales en contingentes o posibles y luego en probables y finalmente en probados.

Desde la óptica propia de la industria de los hidrocarburos, aunque las inversiones destinadas a la extracción, sin duda alguna, en el corto plazo brindarán resultados mayores a las inversiones destinadas a la exploración, esta última es el antecedente único y obligado para eventualmente llegar a extraer hidrocarburos.

En consecuencia, las cantidades adicionales que son ubicadas o descubiertas tienden a ser inconstantes.

No obstante, las actividades de exploración se han orientado primordialmente a lo que se ha denominado como exploración de jardín, es decir, a la localización de pozos exploratorios en áreas donde ya se tienen yacimientos descubiertos y en explotación, y que, por lo tanto, cuentan con infraestructura.

Además de las escasas y variables inversiones anuales destinadas a la exploración, debemos reflexionar que México ya no se encuentra en una etapa de grandes descubrimientos de hidrocarburos. Después de más de un siglo de extracción, durante el cual se ha extraído alrededor de la mitad del volumen de recursos prospectivos totales estimados recientemente, nos encontramos en una tendencia contraria a la que prevalecía hasta los años setenta del siglo XX, cuando México poseía grandes yacimientos que empezaban a ser explotados.

Se tiene que reconocer que el presupuesto dedicado a recursos prospectivos debe ser asignado sobre el supuesto determinista de que se cuenta con indicios científicos de la existencia de hidrocarburos, sin que se pueda asignar probabilidad alguna, pero que los estudios sistemáticos y sostenidos habrán de generar resultados materiales, aunque todavía no se pueda prever exactamente cuándo.



Ahora bien, la última estimación realizada arroja un total de recursos prospectivos del orden de los 112,900 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De esa cantidad, se tiene previsto que unos 24 mil millones se encuentren en el subsuelo marino bajo tirantes de agua mayores a 500 metros, conocidos como aguas profundas, otros 15 mil bajo aguas someras y 74 mil en yacimientos terrestres.

**En el caso de los terrestres, se incluye gas en formaciones conocidas como no convencionales. Esta caracterización de los recursos potenciales de México, debe ser considerada para determinar las mejores políticas públicas sobre extracción y exploración.**

**Es decir, que se pueda diseñar un modelo probabilístico sobre el que se elabore un caso de negocio con mucha mayor certidumbre. Así funcionan los sistemas petroleros y se debe reconocer.**

En mi opinión personal, lo que más se requiere para garantizar la suficiencia de combustibles en México, es una planeación entre las instituciones gubernamentales del Estado Mexicano, que permita a las más altas autoridades del país tomar las mejores decisiones posibles que habrán de afectar un horizonte no solo de seis años, sino durante algunos sexenios siguientes.

Una alternativa podría ser que se establezca una cartera multianual mínima de proyectos para exploración con cantidades presupuestales establecidas, independientemente de lo que se autorice cada año directamente a la extracción.

Con la premisa anterior, entonces se podría encargar a los profesionales de la exploración diseñar un plan multianual que estimule el descubrimiento de yacimientos adicionales a los que se tienen registrados como reservas actualmente.

Independientemente de las decisiones que se tomen sobre la política de extracción, sería aconsejable considerar que se requiere continuar trabajando en exploración, para poder caracterizar con mayor certeza los potenciales hallazgos, a reserva de que se autorice o no la extracción de los recursos que sean descubiertos y clasificados como reservas.

La falta de continuidad en los estudios sobre recursos prospectivos implica que, si en el futuro se decide extraer de aguas profundas o sobre formaciones no convencionales, entonces tendrá que esperarse quizá un lustro a partir de que se decidiera asignar fondos presupuestales, para que puedan encontrarse cantidades comercialmente extraíbles de hidrocarburos. En otras palabras, el aprovechamiento correcto del tiempo resulta ser un factor crítico para lograr maximizar el valor de los hidrocarburos en el largo plazo.

En términos de ciencia, las soluciones de un problema son de dos tipos: por resolución, cuando se cambia la realidad hacia el objetivo deseado, como ha sido y es el caso de la extracción de hidrocarburos, o bien, por disolución, cuando los objetivos tienen que ajustarse a la realidad. Este es el caso del inexorable agotamiento de los hidrocarburos, ya que podemos influir razonablemente sobre la manera y el ritmo en que se vayan agotando.

En este mismo sentido, si bien la intervención de los ingenieros petroleros y de otras especialidades necesarias ha sido valiosa y determinante durante la fase de resolver la problemática que implica extraer los hidrocarburos para satisfacer la urgente demanda de energía de los mexicanos, ahora que habremos de enfrentar la futura etapa de agotamiento de nuestros recursos fósiles, resulta invaluable e indispensable la participación de todos los ingenieros junto con planeadores y administradores también.

**Ahora bien, para resolver de manera permanente el problema del futuro agotamiento por la vía de la sustitución de fuentes primarias de energía, nuestros recursos en hidrocarburos brindan la posibilidad de aportar los recursos para financiar la migración indispensable hacia energías limpias y renovables.**

De cualquier modo, permítanme algunas reflexiones sobre la ecología. Cuando extraemos los hidrocarburos del subsuelo prácticamente no se contamina, ya que, si se registra un hecho desafortunado que contamine, resulta tan escandalosamente notable que de inmediato se tienen que encontrar las maneras de controlarlo, remediarlo y prevenirlo a futuro.

En contraste, nadie pierde prestigio ni se le culpa cada mañana cuando enciende el motor de combustión interna en su vehículo y empieza a generar y liberar a la atmósfera dióxido de carbono, salvo que ya se haya provocado una contingencia ambiental.

Por supuesto que resulta ineludible migrar hacia fuentes limpias y renovables. No obstante, la solución a tal problema radica, sobre todo, donde realmente se emite y no antes de la emisión.

En la actualidad, ciertamente los hidrocarburos pueden continuar apoyando por algún tiempo a las finanzas públicas de nuestro país, como han podido hacerlo hasta ahora.

La exploración de hidrocarburos se asemeja a la raíz que desde el subsuelo le permite al árbol producir los frutos. La exploración es, pues, un verdadero bien aunque un tanto mal comprendido, pero de ninguna manera constituye un mal necesario.

Por otra parte, la falta de planeación en las décadas de los grandes descubrimientos en el siglo XX ha resultado muy costoso en todos aspectos para México, pero la falta de planeación en la industria de hidrocarburos seguramente resultaría desastrosa en la etapa actual, cuando aquellos descubrimientos del pasado se encuentran ya en decrecimiento y cuando resulta cada vez más difícil descubrir yacimientos adicionales.

Se requiere, pues, de una planeación estratégica para la declinación de los yacimientos actuales, así como para encontrar adicionales. Los buenos resultados en exploración constituyen uno de los pilares para mejorar el perfil de la deuda, tanto de nuestra empresa petrolera Petróleos Mexicanos, como del propio país.

Por lo anterior, resulta urgente analizar con profundidad y detalle las opciones de políticas públicas sobre hidrocarburos más convenientes para el futuro inmediato. Nos encontramos en las últimas oportunidades de hacerlo de manera proactiva y con suficiente tiempo para lograr resultados oportunos, no ante una situación de urgencia.

**Definitivamente se cuenta con el potencial suficiente para retomar el control de nuestro futuro. Actualmente nos dedicamos a buscar hallazgos que permitan compensar la declinación de la extracción en nuestros campos en producción y cada vez resulta más difícil lograrlo.**



Estoy plenamente seguro de que nuestro Gobierno Federal habrá de continuar llevando a la industria de los hidrocarburos por caminos de firmeza y mejoras en todos los aspectos como lo hemos visto estos últimos seis años.

Estamos atentos a todo lo que se requiera, tanto durante el período de transición como después para elaborar el próximo Plan Nacional de Desarrollo de nuestra futura Presidenta de la República, Doctora Claudia Sheinbaum Pardo, y el correspondiente Programa Sectorial de Energía. En tales instrumentos de planeación, con toda certeza, habrán de incluirse políticas públicas óptimas sobre nuestros cuantiosos recursos prospectivos, urgentes de atender para la siguiente etapa de extracción y exploración de petróleo y gas.

Reitero mi agradecimiento sincero por la oportunidad que se me ha otorgado para asistir a este Congreso, que seguramente dejará un nivel muy alto para ser superado en 2025. Enhorabuena y que así sea.

**22 de junio. Los Hidrocarburos en México y el contexto del mercado internacional del petróleo: breve ensayo.** Salvador Ortuño Arzate, Comisionado.



El Dr. Salvador Ortuño Arzate, Comisionado de la CNH, expuso un análisis general de la historia de la producción, el consumo y la oferta de los hidrocarburos a escala internacional para vislumbrar las expectativas de la oferta y demanda del petróleo y gas, considerando las variables geopolíticas y económicas más significativas en los últimos años.

El Comisionado Ortuño habló sobre las reservas probadas y las cifras de extracción a nivel mundial: al cierre de 2020, las reservas probadas de petróleo suman un total de **1,732 miles de millones de barriles**, siendo **Medio Oriente** la región en la que se concentra cerca del **50%**. Por otro lado, las reservas probadas de gas suman un total **188.07 billones de metros cúbicos** y **Medio Oriente** cuenta con alrededor del **40%** de este recurso, después de Rusia y los distintos países que conformaron la **Antigua Unión Soviética** que cuentan con el **30%**.

Al cierre de 2021, el monto de extracción de petróleo a nivel mundial fue de **89.88 millones de barriles de petróleo por día (MMb/d)**. De esa cantidad, la extracción por regiones geográficas fue: **Medio Oriente 31%, América del Norte, Sur y Central 34% y la Antigua Unión Soviética (Rusia) 15%**. Estas regiones, en conjunto, extraen el **80%** del petróleo en el mundo y el porcentaje restante se distribuye así: **África y Asia-Pacífico 8% respectivamente y Europa el 4%**. El volumen de la extracción de gas fue **3,861.52 miles de millones de metros cúbicos (Gm<sup>3</sup>)**, distribuido de la siguiente manera por región geográfica: **América del Norte 28%; Antigua Unión Soviética (Rusia) 22%; Medio Oriente 18% y África 17%**. En conjunto, estas regiones extraen el **85%** del gas en el mundo y el restante **15%** se distribuye así: **Asia-Pacífico 6%, Europa 5% y América del Sur y Central 4%**.

Además, el Dr. Ortuño proporcionó una prospectiva sobre el consumo de petróleo hasta 2040 y señaló que los nuevos vectores de energías limpias tienen un desarrollo y enfoque distinto en cada región geográfica. Por ejemplo, las proyecciones a 2023 de BP consideran que la producción mundial de petróleo pasará de **95.50 MMb/d a 66.50 MMb/d en 2040**, mientras que la estimación de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), es que la producción de petróleo crecerá de **81.82 MMb/d a 85.38 MMb/d en ese mismo lapso**.

Con respecto a la explotación hacia futuro de los recursos no convencionales en las regiones geoeconómicas antes señaladas, menciona que la producción de petróleo en yacimientos no convencionales era de **4.99 MMb/d en 2015** y se espera que, en el **2040, se eleve a 10.35 MMb/d**, mientras que, a escala global, la producción de gas en el mismo tipo de yacimientos fue de **34.6 billones de pies cúbicos (Tcf) en 2022** y se estima que alcance los **63.6 Tcf para 2040**.

El Dr. Ortuño describió que los recursos prospectivos totales de la Nación (incluyendo yacimientos convencionales y no convencionales) son de aproximadamente **68 MMMb de aceite** (53% en yacimientos no convencionales y 47% en yacimientos convencionales), mientras que los recursos prospectivos de gas son de aproximadamente **225 MMMpc** (63% no convencional y 37% convencional) y los recursos prospectivos en petróleo crudo equivalente de **113 miles de millones de barriles**.



Finalmente, el Comisionado Ortuño enfatizó que, hacia la búsqueda de una transición energética en beneficio de la nación, hay que replantear nuevas estrategias respecto de la cadena de valor de los hidrocarburos, dado que la demanda de recursos fósiles a nivel global se incrementará para las próximas décadas, mientras los vectores energéticos alternos se consolidan e instrumentan a corto y mediano plazo. México requiere las siguientes estrategias y acciones:

**Planeación petrolera y energética.** Variables confluyentes, declinación de reservas, nuevos vectores energéticos, la conservación del medio ambiente versus los retos del crecimiento y el desarrollo económico y social del país (renta petrolera y régimen fiscal).

**Disponibilidad y seguridad energética.** Es la situación o estatus de posesión de recursos naturales, de infraestructura de investigación y desarrollo, en una cadena de valor integral y base económica bien sustentada.

**Seguridad energética, Autonomía y Soberanía.** Son el sustento de la seguridad nacional frente al contexto beligerante del mundo globalizante actual.

## Stand CNH

Dentro del ciclo de conferencias llevadas a cabo en el stand de la CNH del CMP, destacan las participaciones de Rafael Guerrero Altamirano, Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, y de Rodrigo Hernández Ordóñez, Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

**21 de junio. Retos técnicos en los proyectos estratégicos de Extracción de Hidrocarburos en México.** Rafael Guerrero Altamirano, Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

Rafael Guerrero centró su intervención en los campos Trion, Quesqui, Ixachi, Zama y Lakach, considerados los activos estratégicos en la actual administración.

**Trion**, en el que están asociados Pemex y Woodside Energy, tiene un tirante de agua de 2,600 m con profundidad total de 4,400 m hasta los yacimientos y requiere:

- Infraestructura submarina y una Unidad de Producción Flotante (FPU) para el manejo y aseguramiento de flujo
- Buque de almacenamiento y descarga (FSO)
- Técnica Doble Desplazamiento (Inyectando Gas-Agua)
- Ducto de recolección 16" de 140 km para conectar con el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan en México.



Se planea perforar 12 pozos productores, 10 inyectoros de agua y dos pozos inyectoros de gas. El gasto máximo de aceite será de 110 Mbd para 2028 mientras que para el gas será de 124 MMpcd para 2035.

Trion es el proyecto para el que se presentó el primer Plan de Desarrollo para la Extracción en aguas ultra profundas, aprobado por la CNH en agosto de 2023. Su costo total es de 10,434 MM US\$ (7,015 MM US\$ en Inversión, y 3,419 MM US\$ en Gasto de Operación). El Plan de Desarrollo considera recuperar, al final de la vigencia del Contrato, en 2052, un volumen de 434 MMB de aceite y 219 MMMpc de gas.

Para **Quesqui**, los requerimientos son:

- Recuperación secundaria por medio de inyección de agua para mantenimiento de presión
- Alta complejidad en la perforación y toma de información (yacimientos geopresionado)
- Conservación de la presión del yacimiento por arriba de la presión de saturación para conservar el 41% del volumen de líquido retrógrado.

El gasto de condensado actual es de 168 Mbd de condensado y 588 MMpcd de gas. Quesqui cuenta con 13 pozos productores y se pretende perforar ocho pozos adicionales y 10 pozos inyectoros de agua y se mantiene como el principal productor de gas natural con 585 millones de pies cúbicos (MMpc) de gas en abril de 2024.

El campo **Ixachi** es de una alta complejidad en la perforación y toma de información. El gasto actual de condensado es de 61 Mbd y 507 MMpcd y su gasto máximo será de 147 Mbd de condensado para 2028 y 1,035 MMpcd de gas para 2031. Cuenta con cuatro pozos exploratorios, uno delimitador y 10 de desarrollo y se pretenden perforar 65 pozos adicionales.

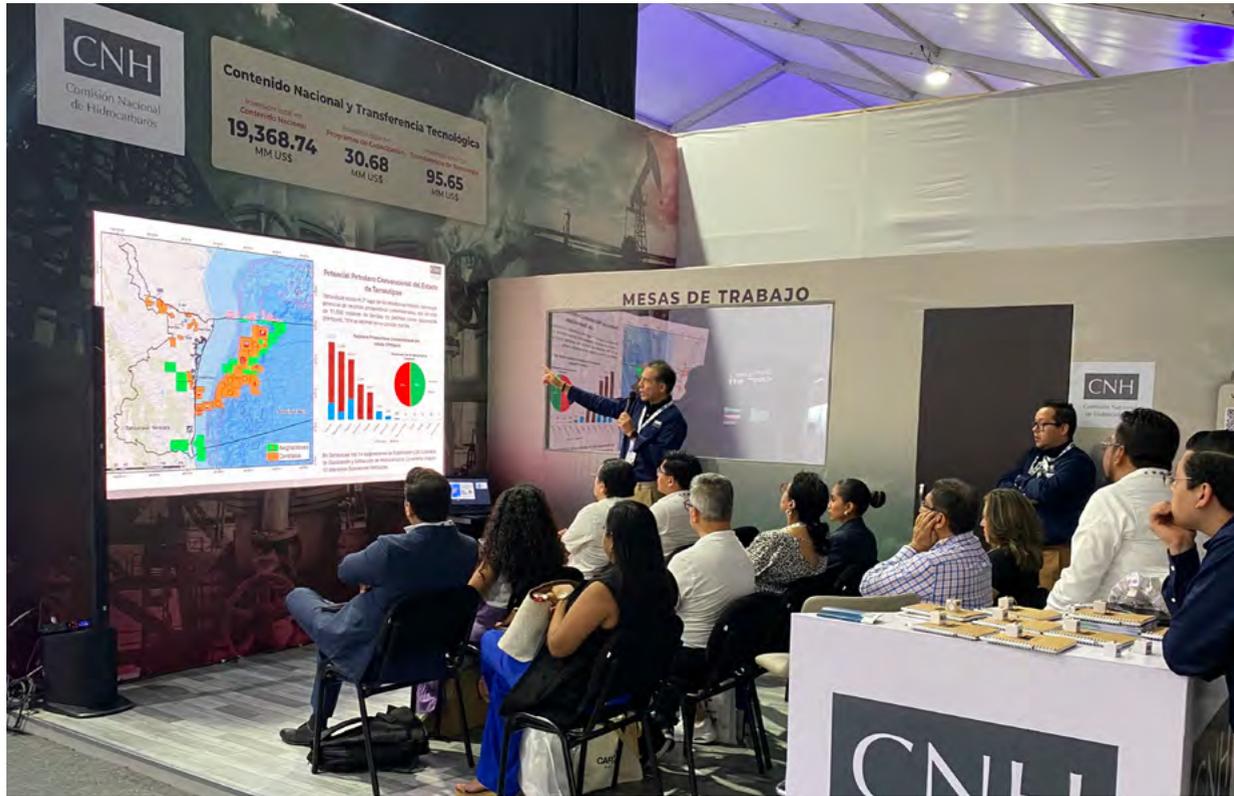
**Ixachi** ocupa el segundo lugar en producción con 505 MMpc de gas, reportados en abril de 2024. Los campos terrestres Quesqui e Ixachi sumaron una producción de 1,090 MMpcd de gas en abril de 2024, que representa el 28% del total de gas producido en ese mes.



El desarrollo **Zama** en aguas someras es un proyecto compartido entre Pemex, Talos Energy, Wintershall Dea y Harbour Energy. Muestra una alta complejidad para transporte y aseguramiento de flujo, y su Sistema de Recuperación es por medio de inyección de agua. Tiene una alta complejidad en la perforación y terminación con tirantes de agua de 190 m. Su gasto máximo será de 180 Mbd y 70 MMpcd para 2031. Tiene dos plataformas tipo Octápodo y se pretende perforar 29 pozos de desarrollo y 17 inyectoros de agua.

De acuerdo con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado por la CNH, Zama iniciará su producción en diciembre de 2025. El Plan de Desarrollo del Área Unificada considera recuperar, al límite económico del contrato (septiembre de 2051), un volumen de 625.68 MMB de aceite y 243.29 MMMpc de gas, con un factor de recuperación estimado de 37.8% para el aceite y gas.

Finalmente, Guerrero Altamirano se referiría al Campo **Lakach**, que tiene un sistema e infraestructura submarina de producción con un tirante de agua entre 900 y 1,200 m. Destacó, entre sus desafíos, la comercialización (venta en mar y transporte a tierra) e indicó que su gasto máximo de gas será de 300 MMpcd para 2025. Además, Lakach cuenta con un pozo exploratorio, uno delimitador y seis pozos de desarrollo y se estima la terminación de los seis pozos perforados.



**21 de junio. Las Actividades Exploratorias en Tamaulipas y en México.**

Rodrigo Hernández Ordóñez, Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

Hernández Ordóñez se refirió en primer término al potencial de recursos convencionales y no convencionales en Tamaulipas: es el segundo estado con mayor potencial de recursos prospectivos convencionales, con un total de 11,580 MMBpce, 78% de los cuales se estiman en su porción marina y el resto en la porción terrestre. Por tipo, el 51% de los recursos son gas y 49% aceite.

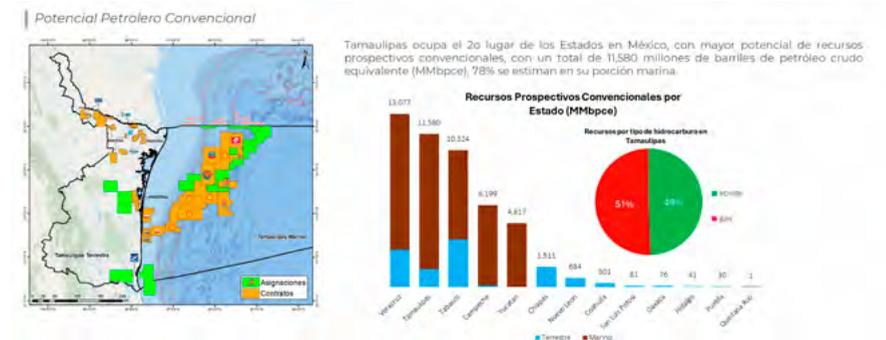
Por lo que respecta a los recursos no convencionales, la entidad también ocupa el segundo lugar, con un total de 15,996 MMBpce. Aproximadamente el 28% de la superficie de Tamaulipas tiene potencial en recursos de aceite y gas en lutitas, lo que ha sido probado mediante la perforación de seis pozos exploratorios no convencionales.

Rodrigo Hernández señaló que las actividades programadas en los planes vigentes en 12 Asignaciones de Pemex tienen una inversión programada de 790 millones de dólares (MM US\$) e inversión ejercida de 1.48 MM US\$ en 18 pozos programados. Por otro lado, la inversión programada en los 11 Contratos ubicados en Tamaulipas es de 117 MM US\$ y la inversión ejercida asciende a 1.6 MM US\$ con 18 pozos programados.

En Tamaulipas, Shell, Newpek, Servicios Múltiples de Burgos (SMB), Pemex, Jaguar e Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V. (IHSA) han llevado a cabo 26 proyectos de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) entre 2019 y 2023. De ellos, dieciséis son de reproceso, nueve de interpretación y uno de adquisición de información.

Al referirse a la Actividad Exploratoria en México en general, el Mtro. Rodrigo Hernández enfatizó los datos de los recursos prospectivos por cuenca geológica (Área Perdido, Cordilleras Mexicanas Norte y la Cuenca Salina Centro), los cuales ascienden en total a 3,841 MMBpce (P90), 10,423 MMBpce (P50), 12,922 MMBpce (Media) y 30,000 MMBpce (P50). Al respecto, señaló que la distribución del volumen de los Recursos Contingentes 3C es del 61% en Asignaciones, 35% en Contratos y 4% en No Asignados.

Asimismo, detalló que 90 de los Planes de Exploración en el periodo 2019-2023 corresponden a Asignaciones y tienen una inversión programada de 8,934 MM US\$ y 6,861 MM US\$ en inversión ejercida con 180 pozos perforados. En tanto, 80 Planes pertenecen a Contratos con una inversión programada de 7,192 MM US\$ y 4,501 US\$ de inversión ejercida con 84 pozos perforados.



Aproximadamente, el 28% de la superficie del Estado de Tamaulipas, tiene potencial por Recursos No Convencionales de aceite y gas en lutitas, potencial que ha sido probado mediante la perforación de 6 pozos exploratorios no convencionales.

En el mismo sentido, para el periodo 2024- 2026, se prevén 86 Planes en Asignaciones con una inversión programada de 3,683 MM US\$ y 388 MM US\$ de inversión ejercida con 54 pozos programados en escenarios Base y 110 en escenarios Incremental. Por lo que respecta a los 86 Planes de los Contratos, la inversión programada asciende a 808 MM US\$ y una inversión ejercida de 138 MM US\$ con 20 pozos programados en escenarios Base y 47 en escenarios Incremental.

El Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión señaló que el Asignatario Pemex y los Operadores Petroleros han realizado 63 Descubrimientos en ambientes Terrestres, 57 han sido en aguas someras (en las Cuencas del Sureste), cuatro en aguas profundas y otros cuatro en aguas ultraprofundas. El volumen por tipo de hidrocarburo reportado en las Notificaciones de Descubrimiento asciende a más de 8,000 MMpc de gas y alrededor de 4,000 MMb de gas.

Finalmente, destacó que el porcentaje de éxito de los pozos perforados por Cuenca, entre 2019 y lo que va del 2024, es el siguiente: 100% en el Alto de Tamaulipas, 67% en Burgos, 50% en el Cinturón Plegado Perdido de Chiapas, 71% en el Cinturón Plegado Perdido, 71% en Macuspana, 55% en Pilar-Reforma-Akal, 61% en Salina del Istmo, 40% en Tampico-Misantla y 35% en Veracruz.

### Sesiones Orales



**Fragilidad 1D-3D como herramienta para la identificación de intervalos de hidrocarburos en un yacimiento siliciclástico.** Daniel López Aguirre, Director de Subsuelo en la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, coautor.

Daniel López Aguirre presentó, junto con José Aurelio España, Óscar Valdiviezo, Rubén Nicolás y Miguel Ángel Domínguez, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, la propuesta de un método para que, a partir del concepto de fragilidad, se discreticen a nivel 1D y 3D intervalos litológicos frágiles y dúctiles, además de identificar zonas de posible yacimiento en un área estudio.



**Perspectivas presentes y futuras de la educación en ingeniería petrolera en México.** Héctor Erick Gallardo Ferrera, Director de Recuperación Secundaria y Mejorada en la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, coautor.

Héctor Erick Gallardo Ferrera presentó, junto con Jorge Arévalo de la Secretaría de Energía, Carlos Pérez de PEMEX, José Cruz e Iván Martínez del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y Brenda Morales el Instituto Politécnico Nacional, un estudio sobre la transformación que ha tenido la formación de los ingenieros petroleros recientemente en México, como resultado de las reformas estructurales y los programas de formación de capital humano impulsados por el gobierno a partir del incremento de la producción de hidrocarburos a finales de los años 90. El análisis se centra en el comportamiento histórico de la matrícula y las instituciones que ofrecen los programas de Ingeniería Petrolera, para constatar la adaptación de la formación a las nuevas tecnologías.

### e-Póster

**Procesamiento de geo-información utilizando técnicas de ciencias de datos.** Daniel López Aguirre, Director de Subsuelo en la Unidad Técnica de

Extracción y su Supervisión, coautor.



Daniel López Aguirre presentó, junto con Silvia García y Omar Arana, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, los resultados de la aplicación de técnicas de Ciencia de Datos como validación cruzada, árboles de decisión/clasificación, *clustering* y análisis factorial, además de un análisis estadístico convencional, para preprocesar una base de datos de registros geofísicos de pozos que sirvió de insumo del modelo geomecánico para la perforación de pozos de un área objetivo, con la finalidad de verificar la calidad, las certezas y las relaciones entre los datos.

### Trabajos Alternos

**Estimación de la presión de colapso utilizando tres criterios de falla y un esquema inteligente.** Daniel López Aguirre, Director de Subsuelo en la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, coautor.

Daniel López Aguirre presentó, junto con Silvia García, Rubén Nicolás, Néstor Martínez Romero, Héctor Silva, Luis Fernando Aguilera y Luis Roca, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, una estimación de la presión de colapso mediante la integración de esquemas tradicionales e inteligentes, con base en tres modelos de falla de la roca por colapso para alimentar las redes neuronales y así establecer una metodología robusta para la evaluación integral de la perforación de pozos que permita entender mejor el comportamiento de los esfuerzos en formaciones geológicas de diferente naturaleza (siliciclásticas y carbonatadas) atravesadas durante la perforación de pozos.



### Premio Ernesto López Ramos

En el marco del CMP, la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros otorgó el **Premio Ernesto López Ramos** a **Hugo Cruz Araiza**, Jefe de Departamento de Contratos Marinos de Aguas Someras Sur de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, por la Tesis *Caracterización de la calidad de roca almacén en pozos del noreste del Cinturón Plegado Perdido, Golfo de México*, sustentada en coautoría con Yanni Yamilet Juárez Cuevas.

El trabajo consistió en caracterizar la calidad de roca almacén en cinco pozos perforados en zonas marinas de aguas ultraprofundas al noreste de la Provincia Geológica marina del Cinturón Plegado Perdido, localizada al Norte del Golfo de México.

## Conoce los Servicios a Terceros que ofrece la Litoteca Nacional de la Industria de Hidrocarburos



### 1. Petrofísica básica

Mediciones básicas a los tapones obtenidos de los núcleos. Se cuenta con equipos automatizados de medición que arrojan resultados de volumen de grano, volumen poroso, permeabilidad al aire, permeabilidad Klinkenberg, entre otros.



### 2. Estudios de laboratorio de mecánica-roca

Prueba de deformación triaxial sin esfuerzo de confinamiento, prueba triaxial para determinar la envolvente de Mohr-Coulomb, Determinación del Coeficiente de Biot, Prueba hidrostática de cilindro de pared grueso, entre otros.



### 3. Estudios de fluidos de yacimientos

Análisis PVT composicional para aceite negro con muestras tomadas en fondo, análisis PVT composicional para aceite volátil con muestras tomadas en superficie o de fondo, análisis de aceites por SARA, determinación de la gravedad API, entre otros.



### 4. Procesado inicial

Rayos Gamma Espectral en núcleo a diámetro completo y/o seccionado, tomografía en fragmento de roca por escáner CT corte axial, toma de imagen circunferencial de núcleo sin cortar a diámetro completo 360°, entre otros.



### 5. Estudios geológicos de laboratorio

Difracción de Rayos X (XRD) incluye fracción arcilla, descripción petrográfica y diagénesis básica, análisis de microscopio electrónico de barrido más espectroscopía de energía dispersiva, análisis por microscopía de fluorescencia, entre otros.



### 6. Propiedades de roca avanzadas / pruebas de ingeniería de yacimientos

Desplazamiento con agua alternada con gas natural y con CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub> en tapón, permeabilidad relativa agua - aceite o gas - agua o gas - aceite en estado estacionario y presión neta de confinamiento, mojabilidad por el método de Amott, entre otros.



### 7. Otros servicios

Evaluación de muestras de roca con especialista, solicitud de determinación del peso de recortes de perforación en gramos, por cada intervalo y solicitud de registros de inventario, por cada solicitud.

Estos servicios están disponibles en ambas sedes:

Con el fin de analizar y consultar el acervo geológico/petrolero del país, cada sede cuenta con:



- Áreas de consulta abiertas con 20 mesas de rodillos.
- Áreas de consulta privada con ocho oficinas.
- Áreas de consulta académica con dos salas para 30 personas cada una.



Para mayor información, envía un correo a [contactocnh@cnh.gob.mx](mailto:contactocnh@cnh.gob.mx)

Síguenos en nuestras Redes Sociales



@CNH\_MX



@CNH\_MX



@cnh-mx



@cnh.mx



GOBIERNO DE  
**MÉXICO**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

[gob.mx/cnh](http://gob.mx/cnh) | [hidrocarburos.gob.mx](http://hidrocarburos.gob.mx) | [rondasmexico.gob.mx](http://rondasmexico.gob.mx)