



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



# GACETACNH

No. 40 julio - septiembre 2024

# Índice



**Editor en Jefe**  
Salvador Ortuño  
*Comisionado*

**Equipo Editorial**  
Sara Enríquez  
*Directora de Coordinación*  
Elizabeth Castro  
*Titular del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos*  
Julia Flores  
*Secretaría Ejecutiva*  
Claudia Izquierdo  
*Directora del Secretariado Técnico*  
Claudia Meza  
*Directora General de Información, Metodologías y Estadística*  
Gobirish Mireles  
*Director General de Vinculación Institucional*

**Edición y Corrección de estilo**  
Eréndira Cruz  
*Directora de Análisis y Contenido*

**Validación de contenido técnico**  
Ivonne González  
*Jefa de Departamento de Información de Geociencias*  
Eduardo Meneses  
*Director de Información Estadística*

**Información geográfica**  
Araceli Hernández  
*Directora de Análisis de Información Geográfica*

**Diseño editorial**  
Jorge Constantino  
*Enlace de Diseño Institucional*  
Alan Flemming  
*Director de Diseño y Estrategia*

<b>Términos y unidades de medida</b> .....	<b>4</b>
<b>Editorial</b> .....	<b>6</b>
<b>Planes de Desarrollo: Voces de la Industria</b>	
Planes de Desarrollo, un compromiso de largo plazo con la sociedad mexicana.....	<b>8</b>
Planes de Desarrollo de campos petroleros. Aspectos generales.....	<b>12</b>
El análisis de riesgos económicos y la evaluación de la factibilidad energética en la elaboración de Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.....	<b>16</b>
Los contrapesos institucionales, dirección compatible para la comercialización de hidrocarburos.....	<b>20</b>
<b>Cifras Relevantes</b>	
Área de influencia.....	<b>24</b>
Actividades de la CNH de acuerdo con la Cadena de Valor.....	<b>26</b>
Exploración.....	<b>28</b>
Extracción.....	<b>30</b>
Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica.....	<b>32</b>
Administración de Asignaciones y Contratos.....	<b>34</b>
Unidad Jurídica.....	<b>36</b>
Secretaría Ejecutiva.....	<b>37</b>
Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.....	<b>38</b>
Administración y Finanzas.....	<b>40</b>
<b>Íconos del sector</b>	
En la opinión de.....	<b>42</b>
<b>La industria en el mundo: El caso del hidrógeno verde en Uruguay</b>	
ANCAP integra proyectos de energía costa afuera para una transición energética responsable en Uruguay.....	<b>44</b>
<b>¿Cómo se hace?</b>	
Metodología aplicada para el desarrollo de instalaciones de producción de campos futuros en sinergia con infraestructura existente.....	<b>56</b>
Desentrañando un tesoro oculto.....	<b>62</b>
<b>Lo más destacado</b>	
Presentaciones en foros y talleres.....	<b>68</b>
Talento CNH.....	<b>70</b>
Convención Nacional Petrolera.....	<b>72</b>
Convenios de Colaboración.....	<b>80</b>
Mejores Prácticas en materia de medición.....	<b>82</b>



# Términos y unidades de medida



Sigla	Definición
<b>AAPG</b>	Asociación Americana de Geólogos Petroleros (American Association of Petroleum Geologists)
<b>AGA</b>	Asociación Americana de Gas (American Gas Association)
<b>AIPM</b>	Asociación de Ingenieros Petroleros de México
<b>AMEXHI</b>	Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos
<b>ANCAP</b>	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland (Uruguay)
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos (Bolivia)
<b>ANP</b>	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (Brasil) (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)
<b>ANPHI</b>	Asociación Nacional de Productores de Hidrocarburos
<b>ASEA</b>	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
<b>ARIAE</b>	Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía
<b>ARPEL</b>	Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe
<b>ASTM</b>	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)
<b>CEN</b>	Comité Europeo de Normalización
<b>CNH</b>	Comisión Nacional de Hidrocarburos
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>DGMCP</b>	Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción
<b>DOF</b>	Diario Oficial de la Federación

Sigla	Definición
<b>DTI</b>	Departamento de Comercio e Industria (Department of Trade and Industry)
<b>GTU</b>	Grupo de Trabajo <i>Upstream</i>
<b>IEE</b>	Índice de Eficiencia Energética
<b>IMP</b>	Instituto Mexicano del Petróleo
<b>Inmetro</b>	Instituto Nacional de Metrología, Calidad y Tecnología (Brasil) (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia)
<b>ISO</b>	Organización Internacional Normalización (International Organization for Standardization)
<b>IU</b>	Índice de Utilidad
<b>NFP</b>	Núcleo de Fiscalización de la Medición de la Producción de Petróleo y Gas Natural (Brasil) (Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural)
<b>NOM</b>	Norma Oficial Mexicana
<b>OPEP</b>	Organización de Países Exportadores de Petróleo
<b>PDE</b>	Plan de Desarrollo para la Extracción
<b>PE</b>	Plan de Exploración
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos
<b>PEP</b>	Pemex Exploración y Producción
<b>PrEv</b>	Programa de Evaluación
<b>PrTr</b>	Programa de Transición
<b>SEMARNAT</b>	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros Petroleros)
<b>UE<sub>e</sub></b>	Unidades de Energía Empleada
<b>UE<sub>o</sub></b>	Unidades de Energía Obtenida
<b>UNAM</b>	Universidad Nacional Autónoma de México
<b>VPI</b>	Valor Presente de la Inversión
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>YPF</b>	Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Bolivia)

## Volumen líquido

Abreviatura	Descripción
<b>b</b>	barriles
<b>bd</b>	barriles diarios
<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

## Distancia y superficie

Abreviatura	Descripción
<b>m</b>	metros
<b>km</b>	kilómetros
<b>m<sup>2</sup></b>	metros cuadrados
<b>km<sup>2</sup></b>	kilómetros cuadrados

## Volumen (gases)

Abreviatura	Descripción
<b>pc</b>	pies cúbicos
<b>pcd</b>	pies cúbicos diarios
<b>Mpc</b>	miles de pies cúbicos
<b>Mpcd</b>	miles de pies cúbicos diarios
<b>MMpc</b>	millones de pies cúbicos
<b>MMpcd</b>	millones de pies cúbicos diarios
<b>MMMpc</b>	miles de millones de pies cúbicos

## Moneda

Abreviatura	Descripción
<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

## Almacenamiento Digital

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

## Energía

Abreviatura	Descripción
<b>bpce</b>	barriles de petróleo crudo equivalente
<b>bpced</b>	barriles de petróleo crudo equivalente diarios
<b>Mbpce</b>	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
<b>Mbpced</b>	miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios
<b>MMbpce</b>	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
<b>MMbpced</b>	millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios

# La Relevancia de los Planes de Desarrollo para la Extracción en el Futuro Energético de México

Por **Rafael Guerrero Altamirano**  
 Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión  
**Francisco Castellanos Páez**  
 Director General de Dictámenes de Extracción



Los Planes de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos son fundamentales para asegurar el futuro energético de México, pues representan un pilar estratégico para el crecimiento nacional, la independencia energética y la innovación en el sector. Diseñados para maximizar la recuperación de recursos en beneficio del Estado Mexicano, estos planes integran componentes técnicos, tecnológicos, económicos y financieros en un marco regulatorio robusto y una visión a largo plazo.

Entre diciembre de 2018 y julio de 2024, la Comisión Nacional de Hidrocarburos atendió 218 solicitudes de Planes de Desarrollo para la Extracción (PDE) y 83 Programas de Transición (PrTr), aprobando inversiones proyectadas por 132,154 MM US\$ en un horizonte de 2024 a 2030. Con esta inversión, aportada tanto por empresas nacionales como internacionales, se espera que la producción de hidrocarburos en México se mantenga para contribuir tanto a la soberanía energética con el fortalecimiento y la diversificación de la producción nacional, como a la planificación estatal de los ingresos esperados.

La CNH garantiza un proceso de evaluación riguroso y exhaustivo, además de aportar valor estratégico mediante la implementación de un marco de gestión técnica responsable y transparente. Además, fomenta la adopción de mejores prácticas en el sector, dado que garantiza que cada PDE no solo sea rentable, sino también sostenible y equilibrado en su impacto para el futuro energético de México.

Ejemplos como los campos marinos Amoca, Ayatsil, Kayab, Miztón, Maloob, Pit y Zaap han demostrado el impacto positivo de estos PDE, y han permitido implementar tecnología avanzada de recuperación que optimiza la producción y prolonga la vida útil de los pozos. En campos terrestres como Quesqui e Ixachi, caracterizados por condiciones extremas de presión y temperatura, las estrategias aprobadas facilitan el adecuado desarrollo de los recursos, por lo que estos planes se han consolidado como pilares de crecimiento para la industria.

Finalmente, los PDE se integran con un enfoque holístico que incluye el impacto ambiental y social de las actividades extractivas conforme al marco de seguridad, medio ambiente, infraestructura y contenido nacional existente, con lo que se asegura un balance en el desarrollo sostenible en beneficio del país.





Por **Alberto de la Fuente**  
Asociación Mexicana de  
Empresas de Hidrocarburos  
(AMEXHI)

## Planes de Desarrollo: un compromiso de largo plazo con la sociedad mexicana

La AMEXHI es una asociación civil sin fines de lucro que reúne a los principales inversionistas y operadores de petróleo y gas en México. Actualmente cuenta con 27 miembros que operan en el país bajo contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos suscritos con el Estado Mexicano a través de la CNH. La AMEXHI comparte los análisis de las mejores prácticas para potenciar el desarrollo de la industria energética nacional.

### Los Planes de Desarrollo en los proyectos de hidrocarburos

**E**n el camino entre el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos y su producción, influyen muchos elementos que son determinantes para dar viabilidad a un proyecto. Conforme la práctica internacional, en el caso de que se tengan descubrimientos de hidrocarburos, el inicio de la producción puede tardar de cuatro a más de diez años, en función de su ubicación y características. Para alcanzar la primera producción se deben de tomar decisiones cruciales para el proyecto, lo que incluye el proceso exploratorio, la determinación de comercialidad de los descubrimientos y el diseño de una estrategia de desarrollo. Adicionalmente, hay que navegar con las condiciones particulares de un proyecto de estas características, como el elevado nivel de riesgo (por factores geológicos, operativos, económicos, etcétera), las grandes inversiones necesarias y el plazo extenso para su retorno.

En nuestro país, el Estado, por conducto de la CNH, participa en la toma de decisiones estratégicas de los proyectos de hidrocarburos mediante la aprobación de Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción.

Es posible que la aprobación del Plan de Desarrollo sea el hito más importante de un proyecto de exploración y extracción de hidrocarburos, toda vez que en este plan se materializa el resultado del proceso exploratorio y se concreta la estrategia que garantizará la maximización del factor de recuperación y del valor de los hidrocarburos en el tiempo. ***Un Plan de Desarrollo es un compromiso de inversión a largo plazo y representa la voluntad conjunta entre gobierno e industria.***



### Planes de desarrollo como un fenómeno social

El principal reto en el diseño de un Plan de Desarrollo es definir una estrategia integral que permita la viabilidad bajo condiciones óptimas de los diferentes elementos que convergen en un proyecto. Esto incluye el fondo técnico propio de cada proyecto (capacidad de producción, actividades físicas, medición de la producción y su comercialización, entre otros), las condiciones de mercado, el componente ambiental y de sustentabilidad, y muy importante, el factor social que enmarca las actividades de nuestro sector.

La industria de hidrocarburos en México, cuyos principales exponentes están agremiados en AMEXHI, está profundamente comprometida con el desarrollo social de nuestro país, lo que se manifiesta en el cumplimiento de programas de Contenido Nacional, capacitación y transferencia de tecnología, además de la implementación de programas sociales que van más allá de las obligaciones contractuales o regulatorias. Además de ser fuente de producción de hidrocarburos que apuntalan la seguridad y soberanía energética nacional, **los Planes de Desarrollo influyen como generadores de empleos directos e indirectos, como promotores de la economía y proveeduría local, como impulsores del desarrollo científico y tecnológico y, en general, son fuente de bienestar para la sociedad mexicana.**



### La CNH como fuente de confianza para inversiones de largo plazo

El diseño de un Plan de Desarrollo involucra procesos complejos dentro de cada empresa. Las y los líderes de los proyectos se convierten dentro de su organización en promotores de la inversión para lograr que las casas matrices o los accionistas inviertan en nuestro país. La viabilidad de los Planes de Desarrollo no solo depende de componentes técnicos y económicos, sino también de factores generadores de confianza para las inversiones, como la apertura para la participación de privados en el sector, la estabilidad legal, la certidumbre de largo plazo, la fortaleza y la madurez del sistema regulatorio, la posibilidad de establecer economías de escala, las oportunidades de colaboración virtuosa con la empresa estatal, la estabilidad y la licencia social. La CNH ha tenido un papel central en estos factores generadores de confianza. Como regulador principal de la exploración y extracción de hidrocarburos, ha creado un marco normativo maduro, eficiente y transparente, que equilibra los requerimientos regulatorios con la flexibilidad operativa y el uso de mejores prácticas. Esto es el reflejo de la confianza y el reconocimiento mutuo entre reguladores y regulados.

Como contraparte y administradora de las Asignaciones y los Contratos, **la CNH es fuente de confianza tanto para la sociedad mexicana como para inversionistas.** Gracias a ella, las empresas nacionales e internacionales han encontrado las condiciones propicias para comprometerse a realizar inversiones de largo plazo a favor de nuestro país. Por su parte, la sociedad mexicana tiene acceso abierto y transparente a las actividades de nuestro sector, para asegurar que los recursos de la Nación sean aprovechados a favor nuestra sociedad.





Por **Pedro José Carmona Alegría**  
Asociación de Ingenieros  
Petroleros de México, A.C.  
(AIPM)

## Planes de Desarrollo de campos petroleros. Aspectos generales

La **AIPM** agrupa a profesionales de Ingeniería y ramas afines que laboran para la Industria Petrolera Mexicana. Orienta e impulsa el desarrollo de la Industria, procura seguridad y bienestar para sus 2,129 asociados, agrupados en diez delegaciones regionales ubicadas en Reynosa, Tampico, Monterrey, Poza Rica, Veracruz, Ciudad de México, Coatzacoalcos, Villahermosa, Comalcalco y Ciudad del Carmen.

**E**l desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos requiere la ejecución segura y eficiente de proyectos sumamente complejos. Toma en cuenta aspectos técnicos, la localización, la infraestructura existente, la tecnología disponible, los recursos económicos, las regulaciones en la materia y los riesgos que se puedan vislumbrar.

El Plan de Desarrollo del yacimiento es la propuesta de una empresa petrolera sobre cómo pretende desarrollar uno o varios yacimientos y gestionar los riesgos asociados.

Los Planes de Desarrollo de los campos petroleros han evolucionado con el tiempo: recordemos que la industria de extracción de petróleo y gas inició en 1859, cuando Edwin Drake perforó el primer pozo petrolero en Titusville, Pensilvania, Estados Unidos. En ese entonces, el objetivo del desarrollo de los campos petroleros era solamente extraer petróleo para obtener keroseno, el cual se usaba como iluminante y, por tanto, el desarrollo se limitaba a obtener el suficiente petróleo para abastecer de keroseno a las ciudades.



Se obtenía un subproducto que era grasa y se empleaba para lubricar la maquinaria que funcionaba en ese entonces con vapor. Todos los subproductos y el gas que se obtenía no se utilizaban, pues no había en qué usarlos.

El único medio por el que se transportaba el petróleo era en barriles, a través de carretas o trenes a vapor. Estas condiciones de mercado entre los años 1800 y 1900 solo permitían desarrollar campos muy simples, sin embargo, al pasar el tiempo se fue desarrollando la industria del petróleo hasta lo que conocemos hoy en día. En consecuencia, los Planes de Desarrollo en los campos han evolucionado y reflejan la implementación de tecnologías como los motores de combustión interna, el uso de derivados del petróleo para la industria petroquímica y el propio desarrollo tecnológico en la industria de extracción de petróleo y gas.

Hoy en día se deben tomar en cuenta muchos aspectos para desarrollar un campo petrolero:

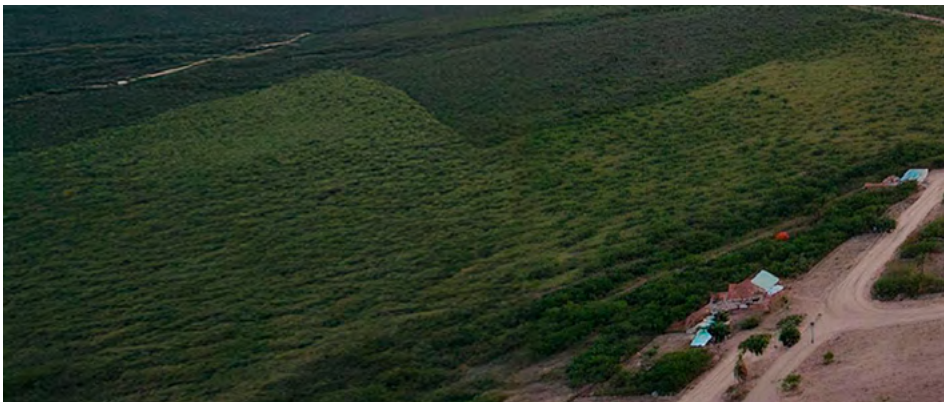
**Reservas estimadas:** Es uno de los aspectos más importantes y complejos a considerar para elaborar el Plan de Desarrollo de un yacimiento o campo petrolero pues, dependiendo del nivel de reservas, se construirá la infraestructura de explotación, producción, transporte, tratamiento, refinación y comercialización de los hidrocarburos.

**Ubicación:** Puede ser terrestre, en zonas desérticas, selváticas, en lugares remotos y alejados de infraestructura existente, o puede ser costa afuera, con tirantes en aguas someras, profundas o ultraprofundas.

**Tecnología disponible:** Con relación a los sistemas de extracción de petróleo y gas se deben tomar en cuenta las profundidades por perforar, las condiciones de las capas terrestres por atravesar, el control de las presiones, las temperaturas, los gases amargos, las características de los equipos de perforación, el desarrollo de la infraestructura de recolección, el transporte, la separación, la instalación o el número de equipos de rebombeo o de recompresión, los sistemas de almacenamiento, las capacidades de refinación, entre otros.

**Mercado destino:** Los Planes de Desarrollo deben de considerar si la producción de petróleo y gas es para uso interno, para venta a mercados externos, o para ambos propósitos. Esto es muy importante, ya que define en gran medida la infraestructura a construir.

**Aspectos económicos:** En este rubro lo más importante es la relación costo de producción vs costo de venta. Hay que recordar que el costo de venta depende de muchas variables ajenas al productor de petróleo y crudo. Siempre deberán establecerse márgenes adecuados de costos que permitan el retorno de la inversión.



**Regulaciones Gubernamentales:** Por medio de ellas, el Estado protege aspectos sociales, económicos, políticos, técnicos, de seguridad industrial, ambiental, laboral y de recaudación. Su objetivo es garantizar el funcionamiento eficiente de los Planes de Desarrollo de los campos petroleros, con lo que se genera certeza jurídica y se garantizan los derechos del Estado y de las empresas que desarrollan campos petroleros.

En México, se cuenta con diversos Órganos Reguladores, siendo el principal la CNH, organismo que elaboró y publicó en el Diario Oficial de la Federación los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*.

**Fuentes:**

- The Commonwealth (2024). [Planes de desarrollo de campo: Manual para Funcionarios Gubernamentales](#).
- Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (2024). [Regulaciones, Trámites e Inspecciones](#).







Por Irma  
Glinz Férrez y

Ana Paulina  
Gómora Figueroa  
Departamento de  
Ingeniería Petrolera,  
Facultad de Ingeniería,  
Universidad Nacional  
Autónoma de México  
(UNAM)

## El análisis de riesgos económicos y la evaluación de la factibilidad energética en la elaboración de Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Los antecedentes de la **Facultad de Ingeniería de la UNAM** datan del Real Seminario de Minería, primer instituto de investigación científica del continente americano, fundado en 1792 en la entonces Nueva España, y que en la época independiente se transformó en el Colegio de Minería. Con la creación de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1910, pasó a ser la Escuela Nacional de Ingeniería y en 1959 recibió el rango de Facultad.

Actualmente, la Facultad de Ingeniería imparte 15 programas académicos de Ingeniería a nivel licenciatura, entre los que se encuentra el de Ingeniería Petrolera. También ofrece 13 Especializaciones y cuenta con el programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería. Asimismo, la Facultad tiene bajo su resguardo el Palacio de Minería, organiza anualmente la Feria Internacional del Libro del Palacio de Minería y fundó la Academia de Música y la Orquesta Sinfónica de Minería, cuyos orígenes también se remontan al Real Seminario de Minería.

Los riesgos económicos y balances energéticos son fundamentales en la elaboración de los Planes de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos en México. Por tanto, es deseable fortalecer las metodologías actuales de planeación que incluyan los riesgos económicos y financieros, así como la integración de la factibilidad energética en modelos de evaluación, priorizando el índice de eficiencia energética sobre el tradicional índice de utilidad.

### Estado Actual

Las metodologías para elaborar Planes de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos son similares en todo el mundo y sus puntos de intersección técnica son lo que comúnmente se denominan *Mejores Prácticas*. En México, para promover el desarrollo eficiente del sector energético, la CNH coordina la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y Extracción de Hidrocarburos por medio de los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

En el *Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027* (Petróleos Mexicanos, 2022) se señala que el objetivo de Petróleos Mexicanos (PEMEX) es desarrollar la Exploración y Extracción de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización, lo cual está alineado con el Gobierno de México, encaminándose hacia la independencia energética y fortalecimiento de las finanzas del Estado. Entre las fortalezas de PEMEX destacan los recursos prospectivos y reservas 3P que sustentan la viabilidad a largo plazo y las reservas 1P que respaldan el valor económico de la empresa. Dichos recursos deberán extraerse atendiendo a los Planes de Desarrollo de Extracción de hidrocarburos aprobados.

Por otra parte, organismos internacionales como la *Agencia Internacional de Energía, la OPEP y BP* (bp Energy Economics, 2024) por mencionar algunos, muestran en sus pronósticos que la demanda de combustibles fósiles seguirá vigente, con una tendencia decreciente en 2050, debido a la descarbonización y el crecimiento sostenido de energías más limpias. Independientemente de esta tendencia, la elaboración de Planes de Desarrollo requerirá de métodos cuantitativos en el análisis de riesgos y modificaciones estructurales de los modelos de evaluación.

### Riesgo

En 2020 se publicó la *Guía para la elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos*, la cual integra la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos de procesos, así como las recomendaciones

y medidas de prevención, control y mitigación para la reducción de riesgos a un nivel aceptable (SEMARNAT y ASEA). Sin embargo, existen otros riesgos que no se consideran en los Planes de Desarrollo, como las tensiones geopolíticas, la volatilidad del mercado y los movimientos políticos en los países exportadores de hidrocarburos. Por esta razón, se sugiere incluir de manera integral todos los riesgos, técnicos, sociales, ambientales, económicos y financieros en un modelo estocástico que fortalezca el portafolio de planes y proyectos de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, maximizando los beneficios económicos o energéticos y minimizando los riesgos de manera simultánea, ver **Figura 1**.

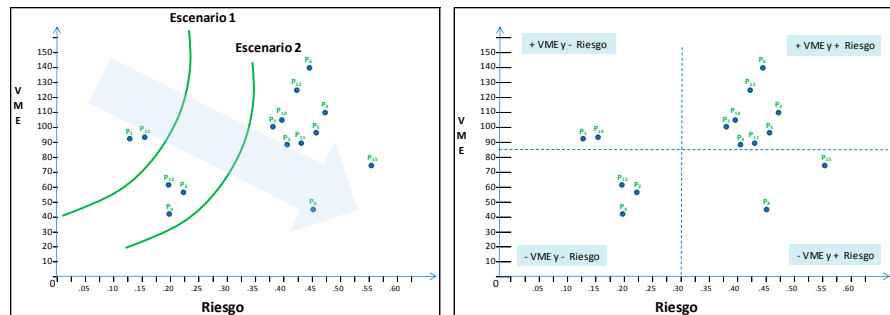


Figura 1. Mapeo de un Portafolio de Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.  
Fuente: Elaboración propia con datos de Berumen Glinz Consultores Asociados.

### Cambio estructural en el modelo de evaluación del Plan o Proyecto

Debido a que la nueva administración de PEMEX busca consolidarse como una entidad moderna, dispuesta al cambio, sin limitarse únicamente al desarrollo de energías fósiles, se percibe que la empresa cambiará significativamente el manejo de sus inversiones y portafolio de proyectos. En este sentido, deben ajustarse las metodologías para la evaluación de los planes o proyectos de inversión.

Actualmente, las metodologías empleadas están dirigidas a Planes de Desarrollo sostenibles para la extracción de hidrocarburos, obteniendo evaluaciones de factibilidad técnica, económica, social y ambiental, por citar algunas. Sin embargo, no se ha considerado una metodología que evalúe la factibilidad energética.

La evaluación de la factibilidad energética permitiría comparar los diferentes Planes de Desarrollo para la generación de energía derivada o no de los hidrocarburos. Así, en lugar de obtener un índice de eficiencia económica, o Índice de Utilidad (IU) que cuantifica las unidades monetarias obtenidas por cada unidad monetaria invertida, se tendría un Índice de Eficiencia Energética (IEE) que indica las unidades de energía que se obtienen por cada unidad de energía utilizada, ver **Figura 2**. La complejidad de este enfoque radica en la obtención de las equivalencias energéticas de la infraestructura requerida en los procesos de extracción de hidrocarburos.

$IU = \frac{VPN}{VPI}$ <p>donde                  IU = Índice de Utilidad                  VPN = Valor Presente Neto                  VPI = Valor Presente de la Inversión</p>	$IEE = \frac{UE_o}{UE_e}$ <p>donde                  IEE = Índice de Eficiencia Energética                  UE<sub>o</sub> = Unidades de Energía Obtenida                  UE<sub>e</sub> = Unidades de Energía Empleada</p>
---	---

Figura 2. Descripción de los índices de utilidad económica y de eficiencia energética.  
Fuente: Elaboración propia.

Para finalizar, la inclusión del análisis de riesgos económicos apoyará la toma de decisiones para seleccionar las oportunidades de inversión previstas en los Planes de Desarrollo. Adicionalmente, el análisis de factibilidad energética de los proyectos de extracción de hidrocarburos que formen parte del portafolio permitirá obtener el balance entre la energía utilizada y la energía obtenida. Estas sugerencias metodológicas pueden consolidarse dentro de los *Lineamientos que regulan la elaboración de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, derivadas de los cambios en la administración pública.

#### Fuentes:

- bp Energy Economics. (2024). [bp Energy Outlook 2024 Edition](#).
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). [Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos](#).
- Petróleos Mexicanos. (2022). [Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027](#).
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, Agencia de Seguridad Energía y Ambiente. (2020). [Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos](#).





Por Layla Vargas  
Asociación Nacional de Pro-  
ductores de Hidrocarburos,  
A.C. (ANPHI)

## Los contrapesos institucionales, dirección compatible para la comercialización de hidrocarburos<sup>1</sup>

La ANPHI es una organización comprometida con el desarrollo del sector energético en México. Entre sus objetivos destacan la colaboración con los Órganos Reguladores en el diseño de la regulación, la contribución al aumento de la producción y al fortalecimiento de las reservas de hidrocarburos, así como el fomento a la generación de empleos que impulsen la economía nacional.

El presente artículo busca reconocer la importancia de la especialidad técnica y diferenciación de atribuciones de las autoridades del sector hidrocarburos, en particular de la CNH y la CRE, cuya labor de coordinación institucional ha permitido regular, de manera exitosa y en atención a los retos operativos, las actividades necesarias dentro de la cadena de valor antes de la comercialización de hidrocarburos.

<sup>1</sup> Los términos en mayúsculas aquí utilizados tienen los mismos significados que se establecen en la normatividad vigente.

El diseño institucional y regulatorio del sector hidrocarburos vigente —en alineación con la práctica internacional— comprende un sistema de distribución de atribuciones para los reguladores cuyo propósito principal ha sido la vigilancia objetiva del cumplimiento, basada en aspectos administrativos fundamentales como la autonomía y la especialidad técnica cuya pericia permita aplicar e interpretar las normas de alta complejidad del sector.

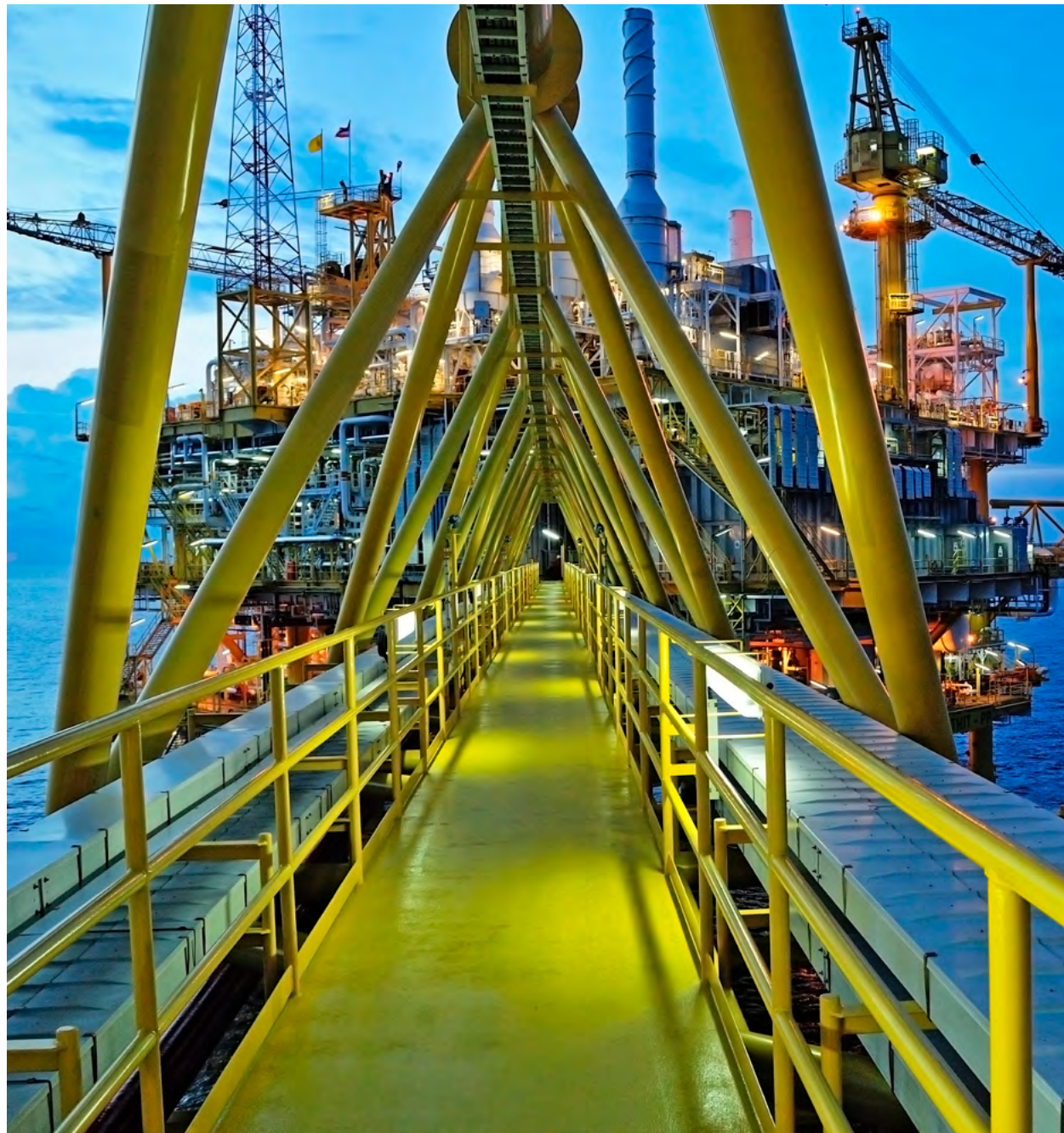
Este diseño estructural se ha venido concertando con la realidad operativa durante la ejecución de los proyectos asociados a la cadena de valor de los hidrocarburos, desde su Producción, pasando por su Recolección, Transporte, Almacenamiento hasta su Comercialización, “propiciando que la política pública, la regulación y la operación del sector marchen en una dirección compatible” (Hernández, 2017, p. 252). La apertura promovida para con los Operadores Petroleros, también ha impactado de manera positiva en la eficacia de la regulación al momento de su ejecución y en la atención expedita de retos operativos que superan los supuestos normativos.



Un ejemplo muy gráfico y exitoso de la coordinación institucional, la especialización técnica y la concertación con la realidad operativa es la delimitación de competencias entre las actividades de Recolección y Transporte, cuya frontera regulatoria no se encuentra acotada a un límite físico como lo es el polígono de un Área Contractual, sino a las condiciones operativas, de infraestructura, logística y comercialización.

Así, los Sistemas de Recolección se pueden extender hasta el punto de inicio del Sistema de Transporte que determine la CRE o incluso en atención al límite de la infraestructura después de la Batería de Separación, cuando, por sus características técnicas, puedan ser considerados como Instalaciones de Recolección, siempre que, en ambos casos, estén debidamente autorizados por la CNH en los correspondientes Programas de Evaluación, Transición y Planes de Desarrollo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022).<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Determinación que incide sobre la ubicación del Punto de Venta, mismo que puede o no coincidir con el Punto de Medición Provisional o Punto de Medición y que, por ende, puede ubicarse dentro o fuera del polígono contractual.



Lo antes expuesto sólo es una muestra práctica de la coordinación que existe entre la CNH y la CRE para regular las actividades indispensables en la comercialización de hidrocarburos, cuyo resultado beneficia al Estado, a los Contratistas y al Asignatario.

No dejamos de destacar que los contrapesos institucionales garantizan decisiones sobre una base objetiva, imparcial y congruente, carente de cualquier conflicto de interés, además de incidir en el desarrollo de las actividades – debidamente permitidas – dentro de la cadena de valor, generando derrama económica como resultado de la creación de empleos directos e indirectos.

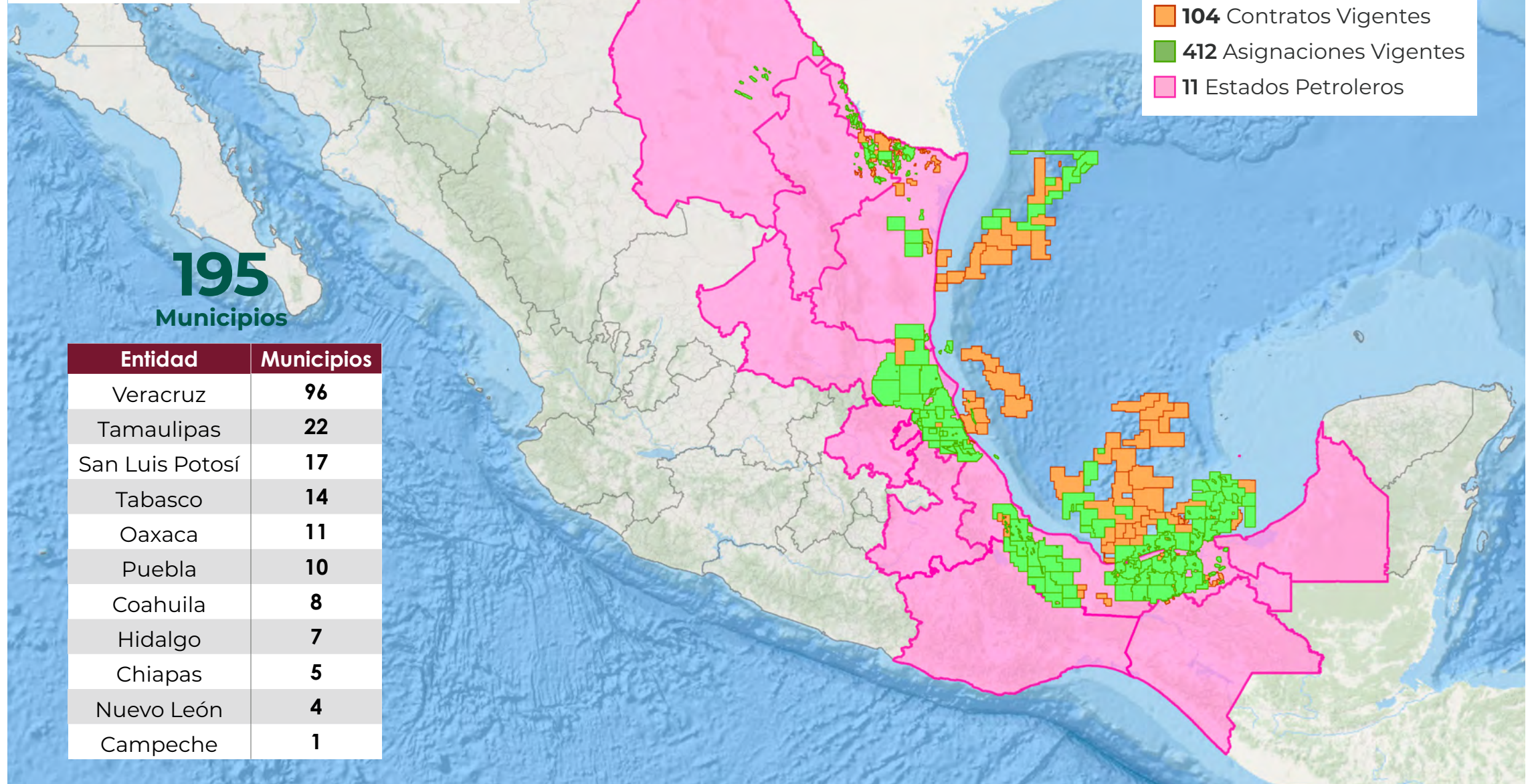
En este contexto, es imposible hacer de lado los beneficios que la coordinación de órganos reguladores y demás actores del sector hidrocarburos, cada uno desde su propio ámbito, han generado para mantener un sector competitivo, eficiente, consolidado, regulado acorde a las mejores prácticas y cuya continuidad, por tanto, es deseable.

**Fuentes:**

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022). [Lineamientos Técnicos en Materia de Recolección de Hidrocarburos.](#)
- Hernández, C. (2017). [La Nueva Constitución Energética Mexicana y su Implementación](#)



# Área de influencia



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

2019-2024

## Exploración



Verificación de cumplimiento en:

**23,146**

**MMbpce**  
Reservas totales al 1° de enero de 2024.

**412**

**Asignaciones**  
(PEMEX)

**104**

**Contratos**  
(Privados-PEMEX)

## Extracción



**1,822**

**Mbd**  
de hidrocarburos líquidos<sup>2</sup>  
en promedio durante  
septiembre de 2024

**10,429**

**MM US\$**  
de la Comercialización de  
hidrocarburos del Estado en Contratos  
de Producción Compartida<sup>2</sup>

**465**

**M MM US\$**

Planes de Exploración y Extracción aprobados y en ejercicio<sup>1</sup>

**20,483**

**MM US\$**

Contenido Nacional estimado<sup>1</sup>

**9**

**millones de muestras**

Resguardo y administración en las Litotecas de Hidalgo y Yucatán  
Banco digital de datos del subsuelo terrestre y marino

<sup>1</sup> No incluye ajuste inflacionario. El monto de inversión aprobada actualizado con el índice de precios al productor en el caso de Asignaciones asciende a 473 mil millones de dólares.

<sup>2</sup> Incluye petróleo y condensados.



# Exploración (2019-2024)



## 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

**372**  
Aprobaciones  
de Planes  
de Exploración

Incorporación de  
Reservas por Exploración  
y Desarrollo

**149**  
Programas de trabajo  
y Presupuestos  
para Producción Compartida

Evaluación  
de Campos

**78**  
Programas  
de Evaluación  
aprobados



## Autorizaciones de Exploración

Prospección del  
Potencial Nacional

**37**  
Autorizaciones  
de Reconocimiento  
y Exploración Superficial

Incorporación de  
Reservas por Exploración  
y Desarrollo

**302**  
Autorizaciones  
de pozos exploratorios

Evaluación  
de Campos

**60**  
pozos  
delimitadores  
autorizados



Emisión de

**5**  
Opiniones Técnicas  
a la Secretaría de Energía para  
el Plan Quinquenal de Licitaciones.

Inversión autorizada en Planes  
y Programas de Exploración

**18,790**<sup>3</sup>  
MM US\$

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

<sup>2</sup> Datos a septiembre de 2024.

<sup>3</sup> No incluye ajuste inflacionario. El monto de inversión aprobada en exploración actualizado con el índice de precios al productor en el caso de Asignaciones asciende a 9,062 millones de dólares.

# Extracción (2019-2024)



## Perforación e infraestructura

**1,035**  
pozos  
de desarrollo  
perforados

**1,351**  
pozos  
perforados<sup>1</sup>



## Extracción y Comercialización

**1,822,286**  
bd  
con

**4,231**  
pozos  
en operación



## Conclusión y Restauración

**922**  
pozos  
taponados

**446,700<sup>2</sup>**  
MM US\$

en inversión autorizada en Planes  
y Programas de Extracción

**2,616**  
Sistemas de  
Medición  
de hidrocarburos

**128.45**  
MMb

comercializados en Contratos  
de Producción Compartida



**10,429**  
MM US\$

de aportación  
directa al erario

<sup>1</sup> Incluye exploratorios, delimitadores y de desarrollo.

<sup>2</sup> No incluye ajuste inflacionario. El monto de inversión aprobada en extracción actualizado con el índice de precios al productor en el caso de Asignaciones asciende a 464,170 millones de dólares.



# Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica

## Inversión total en Contenido Nacional



**20,483**  
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	Etapas de Exploración	Etapas de Evaluación	Etapas 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 septiembre 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: 29.18 MM US\$

## Inversión en Programas de Transferencia de Tecnología: 81.19 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 (2019-2024)

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



Resguardo de:

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

**109**  
**Garantías Corporativas**  
 limitadas vigentes por un monto de:

**\$198,995,000,000**  
 US\$

**31**  
**Garantías de Cumplimiento**

vigentes por un monto de

**\$468,791,067.21**  
 US\$



## Unidad Jurídica (2019-2024)



Supervisión del cumplimiento legal de las

**412**

Asignaciones

**112**

Contratos\*



Mejora regulatoria

**10**

Nuevos  
Lineamientos

**16**

Modificaciones



Integración de

**48**

Procedimientos,  
sancionadores y  
contenciosos



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

\*104 Contratos vigentes

## Secretaría Ejecutiva (2019-2024)



**2,560**

Acuerdos del Órgano  
de Gobierno



**554**

Sesiones de Órgano  
de Gobierno

Preparación, desarrollo y sus  
actas correspondientes

El Órgano de Gobierno  
sesiona **dos veces** por  
semana, lo que implica un  
promedio de **10 asuntos**  
por sesión.



**415**

Audiencias y  
Reuniones de Trabajo

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



**658**

Horas aproximadas  
sesionadas en Órgano  
de Gobierno

# Centro Nacional de Información de Hidrocarburos



## Gestión de Información Digital

**21**

**Petabytes**

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

**105,011**

**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

**738**

**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

\* 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

(2019-2024)

## Aprovechamientos propios



**4,007.9**

MM MXN\$

Total del periodo\*

## Contribuciones al gasto del Gobierno Federal



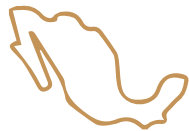
**989.2**

MM MXN\$

Total del periodo\*

\*Cifras en millones de pesos

## Otros Ingresos al Estado



**262**

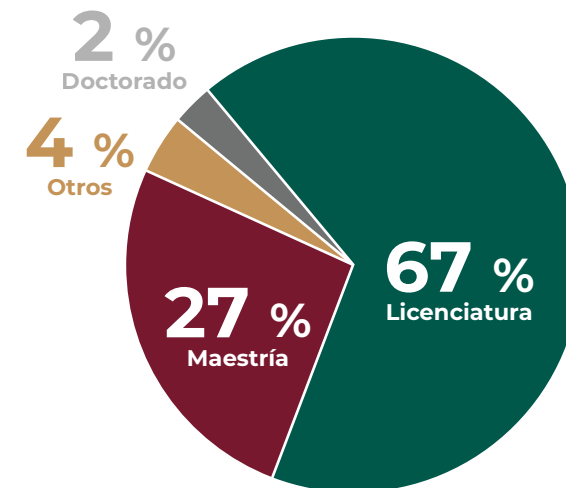
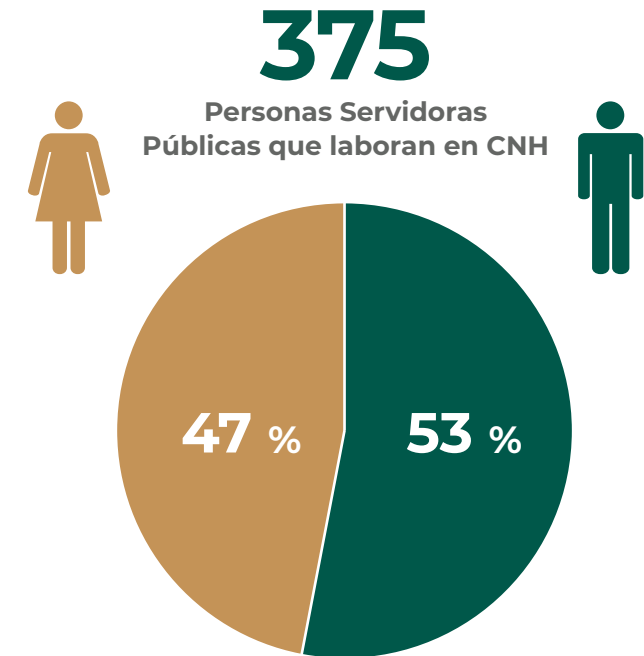
MM US\$

## IVA de Facturación Petrolera



**27,951**

MM MXN\$







Por **Carlos A. Garibaldi**  
Asociación de Empresas  
de Petróleo, Gas y Energía  
Renovable de América  
Latina y el Caribe (ARPEL)

En la opinión de Carlos A. Garibaldi

## El rol del gas natural en las transiciones energéticas de América Latina y el Caribe

**ARPEL** es una asociación sin fines de lucro que congrega a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y energía renovable en América Latina y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región. Sus socios operan en más de 30 países de América Latina y el Caribe e incluyen a empresas operadoras nacionales e internacionales, proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor y a instituciones nacionales e internacionales del sector.

**E**l gas ataca simultáneamente a dos de los grandes problemas que asolan a nuestra región: el cambio climático y la pobreza energética. Emite 50% menos contaminantes ambientales que el carbón y 25% menos que los combustibles líquidos. Provee en muchos países de nuestra región un soporte no interrumpible a las energías hidroeléctrica, solar y eólica. Es también un insumo natural para la fabricación de fertilizantes, que nuestra región mayormente importa.



Ha sido un vector de desarrollo socioeconómico en países como Argentina, Bolivia, Perú, Colombia y Trinidad y Tobago. No obstante, mucha gente en nuestra región cocina aún con leña o con desechos animales, con los consiguientes efectos ecológicos, ambientales y sanitarios.

El gas natural es el combustible ideal para las transiciones energéticas gracias a sus menores emisiones, su disponibilidad y bajo costo, su tecnología probada y sus beneficios socioeconómicos. Seguirá teniendo entonces un rol fundamental en el futuro concebible. Países con recursos gasíferos y muchos hogares en pobreza energética (sobre todo aquellos sin acceso a medios de cocción limpios) tienen la oportunidad de acelerar su desarrollo.





Por Emily Smith Llinás,  
Directora de la Región de América Latina y el Caribe (AAPG)

## ANCAP integra proyectos energéticos costa afuera para una transición energética responsable en Uruguay<sup>1</sup>

La **American Association of Petroleum Geologists (AAPG)** es una de las asociaciones gremiales más grandes de la industria petrolera. Cuenta con más de 39,000 miembros de 129 países y su misión es promover la geología, especialmente en lo relativo al petróleo, el gas natural y otros recursos minerales para promover el desarrollo de la tecnología de exploración, de forma económica y respetuosa con el medio ambiente. Desde su fundación en 1917, ha sido un pilar de la comunidad científica mundial.

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) es una empresa pública uruguaya encargada, por ley de 1931, de explotar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional, el cemento pórtland, así como importar, refinar y vender derivados de petróleo.

Con base en la experiencia adquirida en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, ANCAP ha puesto la mira en las energías renovables y actualmente amplía su cartera para incluir la producción del hidrógeno verde costa afuera.

Adicionalmente, ANCAP se prepara para ser anfitrión de la Energy Summit 2024 de América Latina y el Caribe de la AAPG, que se celebrará en Punta del Este, Uruguay, del 19 al 21 de noviembre, y en la que se promoverán las mejores prácticas para el desarrollo sostenible y la transición energética.

**U**ruguy, cuya población es de 3.4 millones de habitantes, es un país pequeño con una gran ambición: ser el líder regional en el suministro de energía fiable, sostenible y asequible.

<sup>1</sup> Esta es una versión actualizada de un artículo publicado en la revista AAPG Explorer en enero de 2024

Rodeado por Brasil, Argentina y el océano Atlántico, este país de 176.215 km<sup>2</sup> tiene la segunda superficie más pequeña de Sudamérica, pero la renta per cápita más alta.

Su ubicación geográfica, su matriz energética y sus favorables condiciones fiscales hacen de Uruguay el laboratorio perfecto para desarrollar estrategias que satisfagan la demanda de hidrocarburos y, al mismo tiempo, logren la transición a las energías renovables.

Alejandro Stipanovic, presidente de ANCAP, la empresa estatal de energía de Uruguay, describió los esfuerzos que esta organización ha realizado para liderar una “transición energética responsable” que equilibre sostenibilidad, seguridad energética y asequibilidad. Asimismo apunta:

*“ANCAP está cumpliendo su misión actual de proveer al mercado local los combustibles de calidad requeridos al menor costo posible, mientras se ocupa del futuro, liderando la transición energética en Uruguay para posicionar al país como un proveedor de energía confiable y valioso a nivel mundial. Hoy importamos combustibles fósiles, mañana exportaremos nuestro viento y nuestro sol.”*

### Clima de inversión

Un informe del Banco Mundial publicado en septiembre de 2023 atribuye la expansión que Uruguay ha tenido por dos décadas (salvo por una breve recesión inducida por la pandemia de COVID-19 en 2020) a su sólida gestión macroeconómica y sus favorables condiciones externas.

El mismo informe detalló el robusto crecimiento económico tras la pandemia y señaló que la gestión fiscal prudente ha ayudado a Uruguay a disfrutar de uno de los diferenciales soberanos más bajos de la región.



### Potencial de hidrocarburos

Los inversores potenciales en el sector energético buscan algo más que buenas condiciones económicas: también buscan potencial de recursos. Aunque los pozos exploratorios perforados en 1976 presentaron rastros de hidrocarburos, aún no se ha producido ningún descubrimiento comercial. Bruno Conti, geólogo y especialista en transición energética de ANCAP, explicó que, si bien las cuencas uruguayas representan un alto riesgo geológico por ser cuencas de frontera, ofrecen una oportunidad que los recientes descubrimientos al otro lado del Atlántico han puesto de manifiesto.

Describió cómo los descubrimientos de Graff y Venus por parte de Shell y TotalEnergies en 2022 llamaron la atención tanto de macrooperadores como de empresas energéticas independientes y pequeñas, que acudieron en tropel a la cuenca de Orange, zona de frontera que se extiende en los límites marítimos entre Namibia y Sudáfrica.

*Pueden observarse claras analogías en los sistemas petroleros de estas cuencas, relacionadas con la presencia de una roca generadora en el Aptiano, que es responsable de la acumulación en Venus y del desarrollo de tipos de plays similares. Los descubrimientos en la cuenca de Orange revelaron una prospectividad oculta, no sólo para las costas de Namibia, sino para todo el segmento del Atlántico Sur, en particular las cuencas marítimas de Uruguay, que representan el margen conjugado de Orange.*

### Ronda Uruguay Abierta

Durante los últimos dieciséis años, ANCAP ha trabajado con intensidad para atraer inversiones, ofreciendo áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos.

La Ronda Uruguay Abierta, vigente desde 2019, permite a las empresas calificar y presentar ofertas por áreas costa afuera en cualquier momento, en dos veces por año.

Pablo Gristo, Jefe de Exploración y Producción en ANCAP, informó que se han gastado más de 1,200 MM US\$ en exploración de hidrocarburos en las cuencas uruguayas, con un riesgo financiero asumido por las petroleras internacionales y las empresas de servicios a través de convenios multicliente<sup>2</sup>. Sin embargo, las cuencas uruguayas siguen sin estar suficientemente exploradas. Comenta:

*A pesar de la importante cantidad de datos disponibles -41,000 km de sísmica 2D, 41,000 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 13,500 km<sup>2</sup> de electromagnetismo de fuente controlada (CSEM) 3D, entre otros- hay poca información de pozos (solo hay tres pozos exploratorios perforados en un área superior a 120,000 km<sup>2</sup>).*

Entre 2012 y 2016 tuvo lugar el periodo más intenso de actividad exploratoria en las áreas costa afuera de Uruguay, lo que implicó la adquisición de varias campañas sísmicas 2D y 3D y la perforación de un pozo exploratorio en aguas ultraprofundas. La actividad exploratoria se ralentizó después de 2016 y entró en un periodo de inactividad.

La historia empezó a cambiar en 2022, cuando las petroleras mostraron un renovado interés y presentaron nuevas ofertas para áreas costa afuera. A la fecha, se han adjudicado las siete áreas para exploración y potencial producción en las cuencas marítimas uruguayas a través de la Ronda Uruguay Abierta, con contratos ya firmados entre los operadores y ANCAP.

El Área OFF-1 se adjudicó a CEG mediante un contrato firmado en mayo de 2022. En diciembre de 2023, se firmaron contratos para las áreas OFF-2 y OFF-7 con Shell, mientras que YPF se adjudicó el área OFF-5 y APA obtuvo el área OFF-6.

En febrero de 2024, un consorcio entre APA y Shell suscribió un contrato por el Área OFF-4, seguido de la firma de CEG por el Área OFF-3, en marzo.

<sup>2</sup> Nota del editor: México implementó un sistema multicliente para incentivar la exploración, a través de las Autorizaciones de Exploración y Reconocimiento Superficial (ARES)



Finalmente, en septiembre de 2024, el consejo de administración de ANCAP aprobó la entrada de Chevron como operador, con una participación del 60 % en el Área OFF-1 y CEG quedó como socio no operador con el 40 %.

Alejandro Stipanivic describió los resultados de la ronda como un “hito” para Uruguay, señalando que, por primera vez en la historia del país, todas las áreas costa afuera tendrán contratos en vigor. Por su parte, Pablo Griso ofrece esta perspectiva:

*La industria petrolera tiene un renovado interés por la exploración de la costa uruguaya, debido a los recientes descubrimientos en Namibia, pero sin duda este éxito también se debe a la reputación y al prestigio del país por su estabilidad democrática, económica y jurídica, así como a su incuestionable adhesión a los contratos y compromisos asumidos.*

Los trabajos comprometidos para el periodo de exploración de cuatro años tienen un valor nominal de 129 MM US\$, que incluyen la adquisición y reprocesamiento sísmico y, más importante aún, un pozo exploratorio en aguas profundas que se espera que APA perfore en el Área OFF-6.

#### **Beneficios a largo plazo**

Stipanivic atribuye el reciente éxito de la ronda al compromiso de apoyar inversiones seguras y sostenibles en proyectos energéticos:

*APA, Shell CEG e YPF materializaron su interés en Uruguay y ahora, en el marco de la estrategia de transición energética responsable impulsada por ANCAP, comienza el período exploratorio de los bloques costa afuera.*

Señaló que los resultados de los esfuerzos exploratorios aportarán beneficios tanto a los operadores como al pueblo uruguayo.

*Uruguay aprovechará sus recursos de forma sostenible, dando oportunidades a los inversores y respetando los contratos. Al mismo tiempo, utilizará los ingresos generados por los recursos en beneficio de su población. Quizá no tengamos los mejores recursos ni los más baratos, pero Uruguay tiene una combinación de factores que lo convierten en el mejor país para invertir en proyectos energéticos que requieren mucho capital y estabilidad a muy largo plazo.*

#### **Pasos hacia las energías no renovables**

Los equipos de ANCAP también trabajan en mejorar la cartera de la empresa en energías renovables.

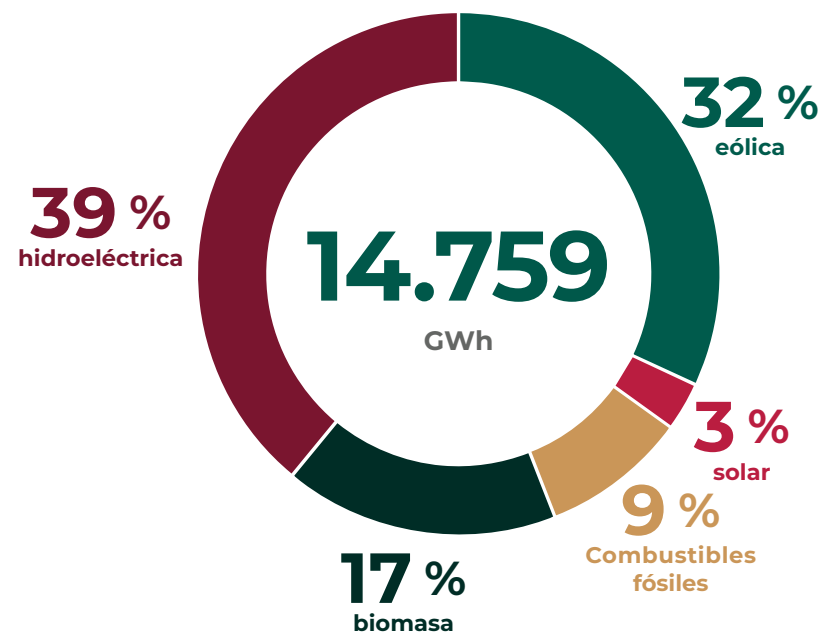
A diferencia de otras empresas energéticas que separan la exploración y producción tradicionales de los proyectos de energías renovables, ANCAP integra ambas divisiones en una sola unidad de trabajo.

En 2008, los partidos políticos uruguayos aprobaron por unanimidad la Estrategia de Política Energética 2005-2030, que estableció estrategias y directrices a largo plazo para la diversificación energética, la incorporación de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética.

Santiago Ferro, Gerente de Transición Energética de ANCAP, dirige los negocios de exploración y producción de la empresa, así como los proyectos de energías renovables:

*Uruguay tiene un gran potencial tanto para la transición energética como para la proveeduría y exportación de energías renovables por su combinación de recursos eólicos, solares, hidroeléctricos y de biomasa, que superan con creces la demanda nacional de energía. Como resultado de la implementación esta estrategia nacional, Uruguay ha logrado casi por completo la descarbonización de la generación de electricidad, la primera etapa de nuestra transformación energética.*

El porcentaje de energías renovables en la matriz de generación eléctrica de Uruguay varía en función del clima de cada año. En 2022, las energías renovables representaban el 91% de la matriz (32 % eólica, 3 % solar, 17 % biomasa, 39 % hidroeléctrica), pero, en promedio, la energía eléctrica representa sólo el 21 % del consumo total de energía de Uruguay.



Gráfica. Balance Energético. Informe de Balance Energético de 2022. Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM), julio de 2023.

Santiago Ferro señaló que descarbonizar el sistema eléctrico en sólo diez años afianza la experiencia de Uruguay y posiciona al país para atraer inversión extranjera en energías renovables.

Habiendo finalizado la primera etapa de la transición energética - la de generación de energía eléctrica - el país tiene ahora otras oportunidades para descarbonizarse. Uruguay ha consolidado el uso industrial de la biomasa, mezclando biocombustibles en gasóleo y gasolina, y está poniendo la mira en el hidrógeno. Para Ferro,

*Todo está listo para una segunda transición energética, en la que el país aproveche sus recursos naturales para posicionarse como productor de hidrógeno verde y sus derivados. El objetivo a largo plazo de ANCAP es convertirse en exportador de hidrógeno verde, teniendo en cuenta la demanda mundial de energía baja en carbono y el hecho de que el hidrógeno verde se considera el vector energético más relevante para los sectores difíciles de descarbonizar (la industria y transporte pesados), en los que la descarbonización a través de la electrificación es bastante compleja o técnicamente inviable.*

#### Proyecto de hidrógeno verde costa afuera

En 2023, Uruguay publicó la [Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay](#), que incluye los elementos necesarios para apoyar el desarrollo de hidrógeno verde en Uruguay: innovación, regulación, promoción de la inversión, creación de capacidad, cooperación internacional, infraestructura y logística, incluida la producción de hidrógeno a partir de proyectos de energía en alta mar.

El siguiente paso importante para ANCAP es la [Ronda H2U Offshore](#), que ofrece zonas costa afuera para producir hidrógeno verde o derivados a partir de energías renovables y para que las empresas lleven a cabo estudios de viabilidad de instalación de infraestructura.



Mapa. Zonas energéticas costa afuera con los bloques de exploración y producción existentes y los bloques de hidrógeno verde propuestos en azul claro. Mapa proporcionado por ANCAP.

ANCAP presentó la *Ronda H2U Offshore* al Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay para la revisión de las bases de licitación propuestas y de un modelo de contrato que el Poder Ejecutivo del país debe aprobar antes de su implementación. Se espera que la ronda de licitaciones se lance oficialmente a principios de 2025.

Santiago Ferro echa mano de la experiencia y las mejores prácticas de las rondas de hidrocarburos para diseñar la ronda de hidrógeno costa afuera.

*La Ronda H2U Offshore cumple con los factores más valorados por las empresas energéticas que participan en una ronda: transparencia en el proceso de toma de decisiones y un cronograma claro y predecible. El sistema propuesto funciona de forma similar a la Ronda Uruguay de Exploración y Producción, con condiciones de licitación comparables y varias analogías en el modelo de contrato.*

#### País atractivo para la inversión

Ferro afirmó que el reciente interés por los bloques costa afuera proporciona el impulso que Uruguay necesita para avanzar en una estrategia de transición a largo plazo.

*La transición energética es una gran transformación de un sistema mundial que llevará décadas, y los recursos fósiles tendrán un papel que desempeñar durante este periodo y posiblemente después también. Los recursos renovables seguirán desplazando el uso de combustibles fósiles y, al mismo tiempo, la exploración y producción de petróleo y gas deberá continuar a un ritmo justo para compensar la disminución natural de las reservas mundiales. Nuestro país podría desempeñar un papel clave en esta materia debido al gran interés en la exploración asociado a los recientes descubrimientos en las costas de Namibia.*



*ANCAP sigue promoviendo la exploración de hidrocarburos con una industria ávida de nuevos recursos. Los recientes descubrimientos en Namibia y las analogías directas con las cuencas costa afuera de Uruguay muestran un futuro prometedor para las actividades de exploración y producción en los próximos años. Uruguay fue capaz de atraer miles de millones de dólares de inversión en exploración en la década pasada y está tratando de extrapolar esta capacidad para atraer inversiones en la Ronda H2U Offshore.*

Ferro señaló que la exploración y eventual producción de hidrocarburos no implica un retroceso en la transición energética.

“El gas natural podría proporcionar un excelente respaldo suministrable y bajo en carbono para las energías renovables intermitentes. Por su parte, la eventual producción de petróleo y gas debe apoyarse de proyectos de captura y almacenamiento de carbono que ayuden a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>”, dijo y añadió que ANCAP busca continuamente modelos de éxito que sirvan de ejemplo.

*Uruguay podría inspirarse en la gestión de recursos que realizan otros países como Noruega y crear un fondo soberano con parte de los ingresos de la industria petrolera, para invertir en proyectos de energías renovables e hidrógeno verde, impulsando aún más la segunda fase de la transición energética.*

## 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



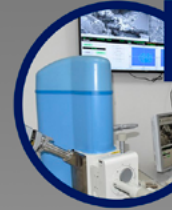
Análisis PVT composicional para aceite negro con muestras tomadas en fondo, análisis PVT composicional para aceite volátil con muestras tomadas en superficie o de fondo, análisis de aceites por SARA, determinación de la gravedad API, entre otros.

### 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:

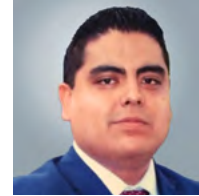
Con el fin de analizar y consultar el acervo geológico/petrolero del país, cada sede cuenta con:



- 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 [contactocnih@cnh.gob.mx](mailto:contactocnih@cnh.gob.mx)



Por **Jesús Edoardo Rodríguez Pecina**  
Society of Petroleum  
Engineers (SPE),  
sección México

## Metodología aplicada para el desarrollo de instalaciones de producción de campos futuros en sinergia con infraestructura existente

Coautores  
**Erika Patricia Mulato Enríquez** Pemex Exploración y Producción, SPRMNE  
**Gerardo Herrera Camilo** Instituto Mexicano del Petróleo  
**Octavio Flores Lima** Instituto Mexicano del Petróleo

La SPE es una organización profesional que reúne a más de 127,000 ingenieros, científicos, gerentes y académicos en el segmento *upstream* del sector de los hidrocarburos. Recopila, difunde e intercambia conocimientos técnicos concernientes a la exploración, desarrollo y producción de recursos de petróleo y gas y sobre las tecnologías relacionadas para satisfacer las necesidades energéticas del mundo de una manera segura y sostenible.

La presente metodología nos permite brindar acompañamiento técnico para que los especialistas de PEMEX tomen la mejor decisión para el manejo adecuado de sus campos. Esta metodología está basada en la Guía Operativa de Simulación de Redes de Transporte de PEMEX y cuenta a la vez con un diagrama de flujo (Ver Figura 1) que describe de manera puntual y resumida la serie de acciones a realizar. Teniendo esto como premisa, se puede generar un modelo de simulación, el cual se construye y actualiza en el simulador GAP® desarrollado por *Petroleum Experts*. Existen muchos simuladores en el mercado, pero su uso depende también en gran medida de la necesidad actual que tenga Pemex Exploración y Producción.



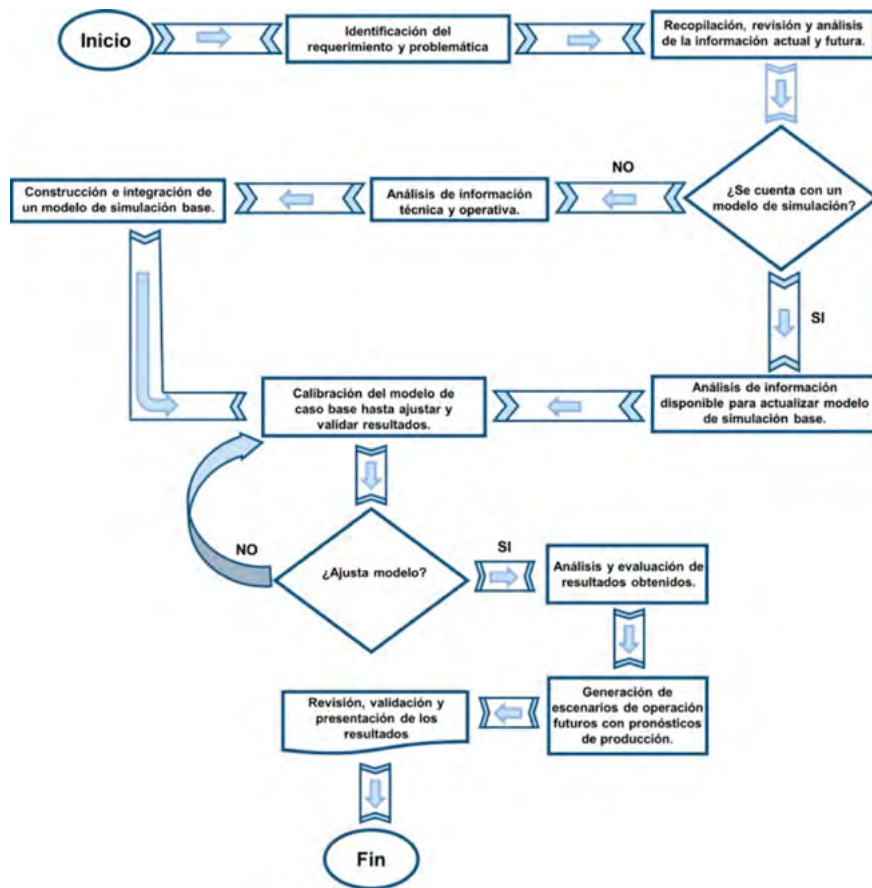


Figura 1

**Campos objetivo y desafíos específicos que enfrentan**

Los campos analizados se encuentran ubicados a 130 km de Ciudad del Carmen, Campeche, en el Golfo de México. Producen crudo extrapesado con densidades que van desde los 9° y hasta 13° API. La explotación se realizará mediante el Sistema Artificial de Bombeo Electrocentrifugo, diluyendo el crudo en superficie con aceite ligero proveniente de un campo adyacente. (Ver Figura 2)

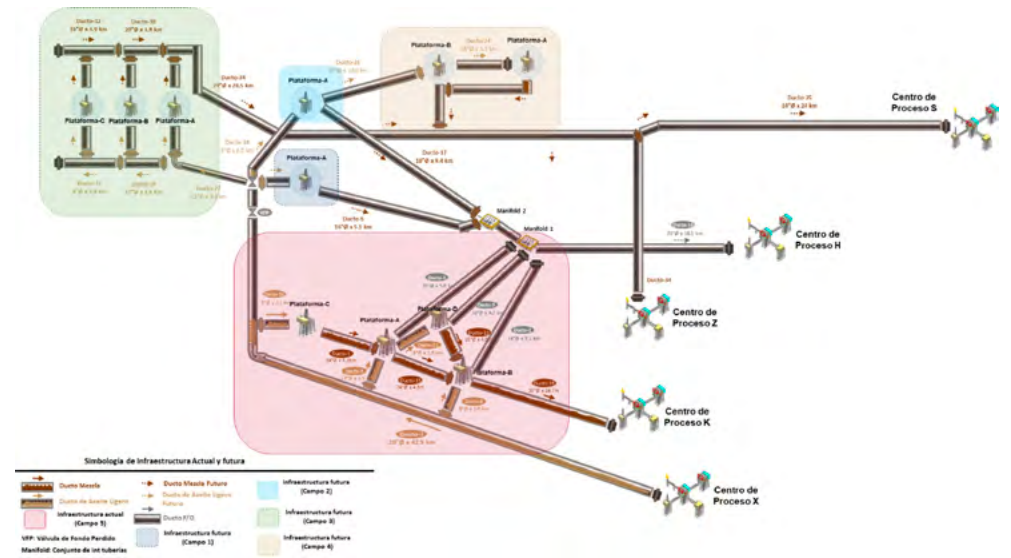


Figura 2

Tabla 1. Descripción general de campos de desarrollo

Campo	Calidad API	Plan de Desarrollo
Campo 1	13.1°	1 plataforma de perforación
Campo 2	9.8°	1 plataforma de perforación
Campo 3	8.6°	3 plataformas de perforación
Campo 4	10.8°	2 plataformas de perforación
Campo 5	10.1°	4 plataformas de perforación operando actualmente

Estos campos son productores de aceite extrapesado, que, al ser muy viscoso, tiene problemas para fluir naturalmente y tiene baja densidad API. Esto constituye su mayor desafío, pues se dificulta su análisis PVT y la caracterización termodinámica para su composición.

En las instalaciones superficiales y ductos, los fluidos viscosos como estos, que se manejan a velocidades bajas, pueden generar acumulaciones y eventualmente puede producirse agua en el yacimiento y generar fenómenos de corrosión, lo que impacta directamente en la integridad mecánica de los ductos.



Otro reto, que desde hoy se vislumbra como un desafío considerable para PEMEX en el transporte del aceite extrapesado, es el desplazamiento del hidrocarburo hasta un Centro de Proceso para disposición si no se cuenta con aceite diluyente o equipos de bombeo superficial.

### Escenarios de operación futuros que se han simulado

La simulación con pronósticos permite predecir los efectos a futuro de la operación del sistema, por lo cual fue posible evaluar, mediante simulaciones, condiciones ideales de operación. Asimismo, se simularon algunas condiciones adversas por las que ha atravesado el Campo 5 a lo largo de su vida productiva, como es la falta de equipos de bombeo multifásico en superficie así como de aceite ligero diluyente, que impacta directamente tanto en la presión del sistema como en la producción estimada. Todas estas simulaciones permitieron determinar las presiones de prediseño de los oleogasoductos y los equipos de bombeo.

Así, PEMEX contará con soporte técnico para las bases de usuario e ingenierías de los ductos y líneas superficiales antes de su construcción y puesta en operación de los campos futuros (Campos 1 a 4). (Ver Figura 3).

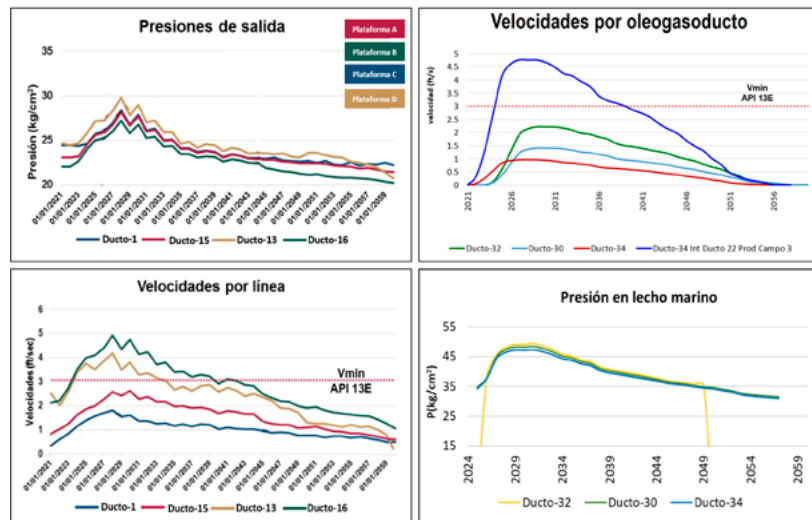


Figura 3

### Beneficios para PEMEX

Este modelo puede incluir o excluir modelos de pozo, así como de balance de materia, lo que demuestra su versatilidad. Aunque existen muchos simuladores en el mercado, la elección depende de las necesidades específicas de Pemex Exploración y Producción (PEP). La generación del modelo le permite a este Activo de Producción asegurar el flujo de los campos involucrados, además de robustecer las estrategias de explotación de los campos para el manejo de la producción futura para, antes de iniciar la operación, identificar áreas de oportunidad, de mejora y focos clave de atención como:

- Seguimiento de la producción diaria de aceite a partir de las condiciones de operación de los pozos, con el fin de evitar diferimiento de producción por salida de pozos.
- Disposición de modelos y alternativas óptimas de manejo de la producción (evaluación de condiciones operativas).
- Evaluación de escenarios de operación que difieran o incrementen producción para asegurar la factibilidad técnica de llevarse a cabo.
- Trabajo en equipo que complementa y fortalece las competencias técnicas de los especialistas de las diferentes áreas.
- Reducción de tiempo para la toma de decisiones en el manejo de la producción.
- Adquisición de habilidades por parte del personal de PEMEX para el manejo de las herramientas de simulación.

### Referencias

- [GAP@-32bit-Multiphase System Optimization, version 13.5. IPM version 12.5 – Build #56. Copyright © 2021, Petroleum Experts Ltd. All rights reserved.](#)
- API 14E. American Petroleum Institute. 1991, reaffirmed, January 2013. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platforms Piping Systems.

## Desentrañando un tesoro oculto

Por **Astrid Perales Natto**  
Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

El IMP es un centro de investigación dedicado a la creación de soluciones competitivas y de valor para la industria petrolera nacional e internacional, como resultado de la investigación científica, mediante el desarrollo, asimilación y transferencia de tecnología, enfocada a resolver problemáticas específicas. Otorga servicios y productos tecnológicos en Ingeniería, Exploración y Producción, así como en el desarrollo de talento y la capacitación especializada.

Los estudios sedimentológicos en núcleos de pozos exploratorios son fundamentales para comprender mejor las características y el potencial de las formaciones geológicas, esenciales para la industria petrolera.

Por ello, un grupo de especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo, encabezados por el Maestro José Gregorio Martínez Osorio, ha realizado estudios sobre los controles geológicos de la porosidad en núcleos de pozos de la Formación Wilcox en el Área Perdido, en aguas profundas del Golfo de México.

El objetivo de estos estudios es evaluar la porosidad, determinar su calidad como roca almacén y analizar los factores que le afectan, ya sea preservándola o destruyéndola. La metodología empleada también se puede aplicar en otras provincias petroleras del país.

Para lograr estos fines se diseñó un plan de trabajo dividido en tres etapas: la descripción detallada de los núcleos de pozos, el análisis petrográfico y diagenético (cambios químicos, físicos y biológicos que transforman los

sedimentos en roca sedimentaria) de secciones delgadas y el estudio del medio poroso. Cada etapa ha sido crucial para comprender mejor la dinámica interna de la Formación Wilcox.

Esta formación, considerada la principal productora en el Área Perdido, es conocida por su capacidad para almacenar hidrocarburos, tanto en México como en la zona estadounidense del Golfo de México, ya que alberga vastas reservas de petróleo y gas natural, de ahí su gran importancia.

Se llevó a cabo un análisis meticuloso del origen y distribución de los sedimentos, así como de la porosidad de estas rocas, que proporcionó una visión integral de su estructura y potencial petrolero.

Su composición incluye cuerpos arenosos de extensión limitada, caracterizados por facies de lóbulos turbidíticos, canales arenosos y sedimentos limolíticos (acumulaciones de partículas de limo, situándose en tamaño entre la arena y la arcilla), los cuales se dispersan a lo largo de la cuenca.

Este trabajo se centra en estudios sedimentológicos realizados en núcleos de pozos exploratorios que atravesaron la Formación Wilcox en el subsuelo del Área Perdido.



Maestro José Gregorio Martínez Osorio

**Metodología**

La metodología implementada para el estudio sedimentológico de la Formación Wilcox se centró inicialmente en el análisis granulométrico y composicional de las areniscas (Ver Figura 1). El análisis granulométrico tiene la finalidad de determinar la distribución de tamaños de partículas sedimentarias en una muestra, mientras que el análisis composicional identifica los componentes mineralógicos de las areniscas. Utilizando el método de conteo de puntos, se pudo determinar la granulometría y la composición de las muestras.

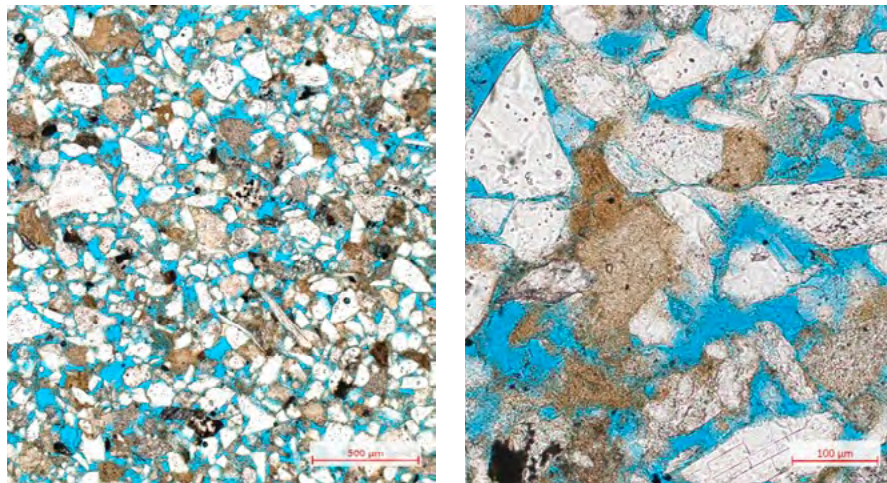


Figura 1. Fotomicrografías de areniscas muy porosas de la Formación Wilcox

Este paso fue seguido por un exhaustivo análisis de microfacies (identifica y describe las características microscópicas de los sedimentos), que reveló una diversidad de texturas y composiciones, subrayando la complejidad de los sedimentos estudiados.

Posteriormente, la atención se dirigió hacia la diagénesis (conjunto de procesos clave en la evolución de la porosidad que determinan la generación y/o la destrucción del medio poroso en las rocas). Finalmente, se realizó un análisis de porosidad, empleando dos métodos: el tradicional conteo de puntos y el novedoso análisis de imágenes utilizando el *freeware Image J*® (Figuras 2a y 2b).

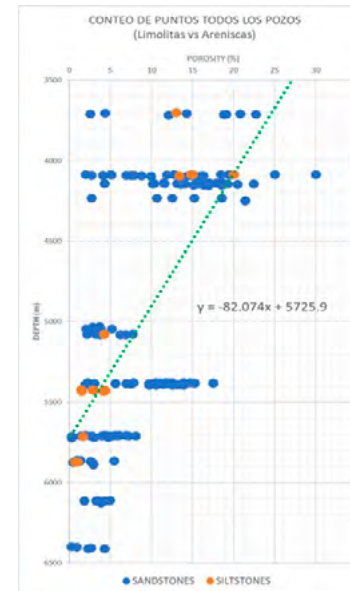


Figura 2a. Diagramas de porosidad determinados en el conteo de puntos

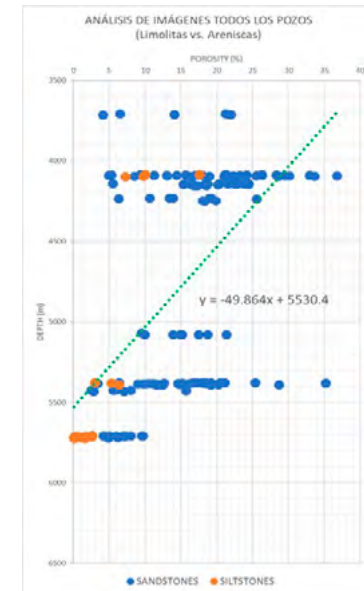


Figura 2b. Diagramas de porosidad determinados en el análisis de imágenes

**Área de estudio**

El área de estudio se encuentra en las aguas territoriales del Golfo de México, dentro de las Aguas Profundas de la Zona Económica Exclusiva de México (ZEE), estratégicamente situada en la provincia geológica del Cinturón Plegado Perdido, al sur del Cañón de Alaminos y al noreste del Golfo de México, frente a las costas de Matamoros, Tamaulipas (Figura 3). La Formación Wilcox es un testimonio geológico de la historia sedimentaria de la región.

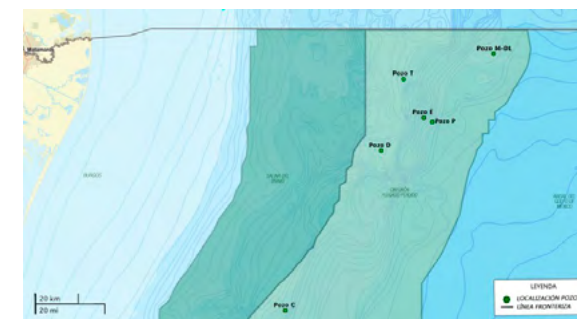


Figura 3. Área de estudio en aguas profundas del Golfo de México



La columna sedimentaria del Área Perdido se asienta sobre un basamento Precámbrico con cuerpos ígneos intrusivos de más de 635 millones de años. Sobre este basamento hay capas de facies evaporíticas y carbonatadas del Triásico y Jurásico Inferior, una secuencia carbonatada del Jurásico Medio al Cretácico Superior y una potente secuencia clástica del Cenozoico con areniscas, limolitas y lutitas, que incluye la Formación Wilcox.

Esta formación se caracteriza por una compleja sucesión estratigráfica (disposición secuencial de las capas de rocas sedimentarias) con porosidades y permeabilidades variables. Depositada en un paleoambiente batial (entre un mil y 4 mil metros de profundidad), revela una historia de depósito en un antiguo entorno marino profundo turbidítico, con intercalaciones de canales y abanicos arenosos distales amalgamados, constituyendo un excelente yacimiento petrolero. Estos sedimentos provienen del delta del Houston y del Río Grande o Río Bravo hacia el Golfo de México profundo.

### Resultados

En el transcurso de este estudio se describieron 14 núcleos de pozos, enfocándose en litofacies (composición, textura y estructura de las rocas). A través del análisis microscópico de muestras, se definieron microfacies y se examinó la diagénesis.

La porosidad de la Formación Wilcox está controlada principalmente por la arcillosidad y la compactación. Las areniscas finas y limolitas gruesas tienen potencial almacenador, con la porosidad disminuyendo a medida que aumenta la proporción de arcillas. La diagénesis no afecta drásticamente la porosidad, excepto la compactación, que depende de la profundidad de soterramiento. Los núcleos someros mantienen buenas porosidades (10 %-35 %), mientras que núcleos profundos tienen alta compactación y baja porosidad (<5 %).

Los procesos como disolución o fracturamiento no son suficientemente representativos para impactar la calidad del yacimiento. La cementación y la hidrolización de granos inestables tienen un impacto despreciable.

Para este estudio, se utilizaron instalaciones de la Litoteca Nacional de la Industria de Hidrocarburos de la CNH, evaluando 14 núcleos de pozos y 342 secciones delgadas, que determinaron las propiedades petrográficas, diagenéticas y sedimentológicas del yacimiento en el Golfo de México.



*Horizontes delgados de rizaduras de arenisca de grano fino en N- 1 del Pozo M-DL*



*Intervalos delgados de rizaduras de arena café oscuro con impregnación de hidrocarburo Núcleo 1 del Pozo T*



*Facies de arena de grano fino a medio con rizaduras Núcleo 3 del Pozo T*

### Beneficios

La Formación Wilcox es el play más importante en aguas profundas del Golfo de México, debido a factores geológico-sedimentológicos.

Para la industria petrolera, caracterizar y evaluar la porosidad en núcleos de pozos permite identificar el potencial almacenador de los yacimientos. La caracterización sedimentológica, petrográfica y diagenética, define los factores geológicos que determinan la evolución de la porosidad. Evaluar la roca almacenadora de alta calidad y los recursos prospectivos valida los sistemas petroleros activos, proporcionando información esencial para la planificación y guía de exploración y explotación en campos petroleros administrados por PEMEX y otros operadores.

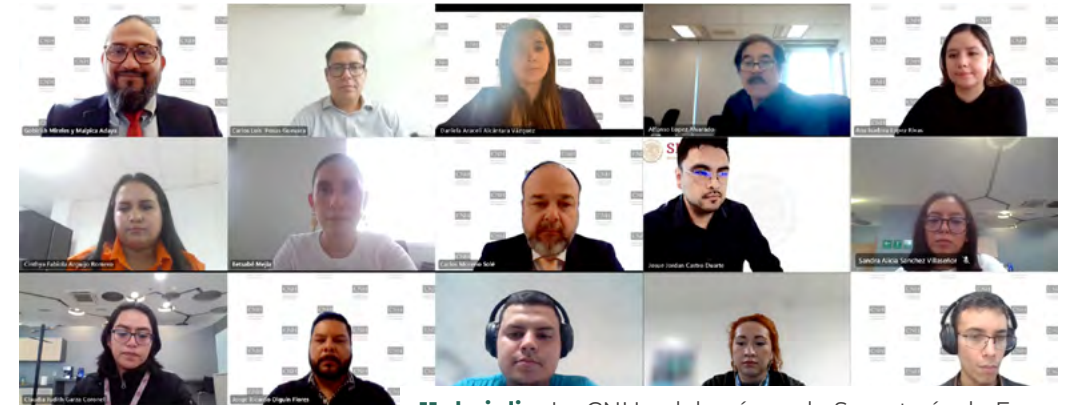
Para el IMP, esto implica desarrollar soluciones tecnológicas avanzadas en sedimentología y refleja la diversidad de investigaciones de la Gerencia de Especialidad en Exploración. Los estudios estratigráficos y del modelado sedimentario del que forma parte esta metodología están disponibles para PEMEX y otros operadores, aportando herramientas útiles e indispensables para la exploración de recursos energéticos.

# Presentaciones en Foros y Talleres



**1° de julio.** La Dra. Georgina María de la Luz González Sánchez, de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México, impartió la ponencia *Importancia de la Tecnología y las TIC en las instituciones* a personal del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

**4 de julio.** El Comisionado Presidente, Agustín Díaz Lastra, participó en el **2° Foro de Promoción y Fortalecimiento de Proveduría**, organizado por la Agencia Estatal de Energía y el Gobierno de Veracruz.



**11 de julio.** La CNH colaboró con la Secretaría de Energía de México y la Agencia Mexicana de Cooperación Internacional para el Desarrollo en la impartición de un taller técnico para la Secretaría de Energía de Honduras.



**5 de julio.** La CNH presidió la **3ª Reunión del Grupo de Trabajo de Upstream de ARIAE**, que versó sobre la Medición de Hidrocarburos. 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.

**17 de julio.** El Comisionado Presidente asistió a la suscripción del Convenio de Colaboración entre la Universidad Autónoma de Tamaulipas y Woodside México.





# Talento CNH: Compartiendo el Conocimiento

El ciclo de conferencias *Talento CNH: Compartiendo el Conocimiento* promueve el intercambio de conocimiento entre los miembros de la Comunidad CNH.

Las conferencias que conforman este ciclo tienen lugar en el auditorio Dr. Edgar René Rangel Germán y son impartidas por personal especializado de la CNH.



**5 de julio.** Aplicación de técnicas de *Machine Learning* para la predicción de propiedades de yacimiento de baja permeabilidad. Edgar Eloy Medina Martínez, Director de Dictámenes de Planes de Exploración de Contratos.



**2 de agosto.** Importancia del Sistema Integral de Producción en la Operación y Manejo de Hidrocarburos. Horacio Andrés Ortega Benavides, Director de Yacimientos. (Modalidad híbrida).



**26 de julio.** El *Nearshoring* en México. Héctor Moreira Rodríguez, Comisionado. (Modalidad híbrida).



**16 de agosto.** La micropaleontología como herramienta en la operación geológica. Mainoel Guaipy Barragán Ávila, Directora Técnica de Operación de Lito-teca Sede Hidalgo. (Modalidad híbrida).



**30 de agosto.** El papel del CNH en la transición energética. José David Treviño Bocanegra, Director de Servicios a Usuarios. (Modalidad híbrida)



**6 de septiembre.** Entendiendo el Sistema Energético Mexicano. Héctor Moreira Rodríguez, Comisionado.



**13 de septiembre.** El mercado internacional del petróleo, estructura y dinámica. Breve ensayo. Salvador Ortuño Arzate, Comisionado.



**27 de septiembre.** Evaluación de Proyectos de Inversión y Finanzas Personales. Juan José Reyes Ramírez, Director de Supervisión de Gastos e Inversiones.

Las conferencias híbridas se adoptaron como una medida preventiva en respuesta al incremento de casos de COVID-19 que se registraron, con lo que se priorizó la salud y la seguridad tanto de los participantes, como de los ponentes y del equipo técnico involucrado.

En los siguientes meses, se tienen contempladas otras siete conferencias sobre la cuantificación y consolidación de reservas, caracterización de yacimientos, perforación y terminación de pozos, excelencia regulatoria, entre otros temas de interés.



## La CNH en la Convención Nacional Petrolera (CNP)

La **Convención Nacional Petrolera 2024: Por un México en crecimiento**, organizada por la AMEXHI, tuvo lugar el 12 de septiembre en la Megapantalla IMAX de Papalote Museo del Niño, Ciudad de México.

La octava edición de la CNP constó de cinco mesas de discusión y tres conferencias plenarias, en las que se dieron cita representantes de las autoridades del gobierno federal, órganos reguladores, gobiernos estatales, la academia, cámaras industriales, líderes de opinión y expertos internacionales.

### Abriendo oportunidades para las mujeres en el sector energético

Alessandra Testoni, Directora de Sustentabilidad en Eni México y líder del Subcomité de Género de AMEXHI, moderó el panel de discusión sobre la equidad de género en el sector energético, en donde participaron Patricia Zorrilla, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos de la CNH, Valentina Olvera, Vicepresidenta de AMEXHI, Laura Josefina Chong, Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos de la ASEA y la Senadora Rocío Abreu.

Patricia Zorrilla enfatizó la importancia de fomentar la participación de las mujeres en los espacios de toma de decisiones, al tiempo que hay oportunidades abiertas para el crecimiento laboral en los mismos términos.



### ¿México aún es potencia petrolera y gasífera?

Merlin Cochran, Director General de AMEXHI, moderó la mesa de análisis, en la que participaron Rodrigo Hernández, Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión de la CNH, Claudia Pessagno, Directora de Investigación en S&P Global Commodity Insights, Vinicio Suro, Vicepresidente de Hokchi Energy, Fluvio Ruiz, Analista del Sector Petrolero y Francisco Noyola, Vicepresidente de México en Talos Energy.



### Conferencia Plenaria

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

Durante algunas décadas, las políticas sobre hidrocarburos se orientaron primordialmente a la extracción en detrimento de una debida atención a la exploración. Desde luego, en la industria de hidrocarburos los ingresos provienen directamente de la extracción, pero esta actividad se basa y deriva de esfuerzos sustanciales, prolongados y sostenidos de exploración. En consecuencia, tal política no significa que sea lo más racional, más aún, cuando nos encontramos en la etapa de madurez en la explotación de los hidrocarburos en el país.

Hace escasos seis años se volvió a establecer una disciplina responsable para reponer el cien por ciento de las reservas extraídas anualmente, lo que se ha logrado con grandes esfuerzos, mas no mediante el ejercicio real de una planeación explícita y efectiva. Aun así, la restitución constante constituye un estímulo definitivo a la exploración, ya que implica la obligación de asignarle mayores presupuestos.



Si se me permite la analogía epistemológica, con toda proporción guardada, lo mismo sucedió con el magnífico concepto griego de lóg-ica, que requirió que primero hubiera la fundamental, profunda, prolífica brillante noción del logos.

Como sabemos, para reestablecer los volúmenes extraídos de las reservas, se tiene que invertir y se tienen que ejecutar trabajos profesionales y tecnológicos de alto nivel con base en la información geológica que permite definir y estimar los Recursos Prospectivos o Potenciales, antes de que a esos recursos se les pueda adjudicar algún grado de probabilidad. Tales inversiones facilitan los restantes trabajos exploratorios, extractivos y de desarrollo, con sus correspondientes requerimientos presupuestales y financieros. En su momento, los resultados en materia de exploración de todos los operadores petroleros en México se reflejan en las Reservas consolidadas y reportadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

No obstante lo anterior, los Recursos Potenciales aún no son debida y explícitamente considerados en las políticas públicas ni en los Planes de Negocio. En todo caso, de modo muy escueto se logra encontrarlas en los presupuestos anuales. La exploración de hidrocarburos se asemeja a la raíz que desde el subsuelo le permite al árbol producir los frutos. De ninguna manera la exploración constituye un mal necesario; por el contrario, es un verdadero bien, aunque bastante mal comprendido y atendido.

Considerando que los datos que permiten estimar el volumen de los Recursos Prospectivos son el primer eslabón de la cadena de valor de los hidrocarburos, a continuación, algunas reflexiones sobre la importancia de incluirlos debidamente en nuestra planeación sectorial de energía, y por consecuencia, en el Sistema nacional —nacionalista— de planeación.

Los procedimientos para aprobar presupuestos destinados a proyectos de inversión pública contienen forzosamente análisis probabilísticos que permiten calcular valores monetarios y así prever la recuperación de las inversiones, a fin de ponderar las cantidades de recursos que se destinan tanto a la extracción como a la exploración, debido a que se les considera justamente actividades productivas. En otras palabras, las asignaciones presupuestales son sometidas a “competir” por retornos monetarios, con lo que los proyectos de exploración a mediano plazo quedan relegados ante los plazos más cortos de la extracción.

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 lógicas otorgan preferencia a los ingresos a corto plazo, tan apetecidas para solventar otras actividades de todo tipo (por cierto, siempre en aumento) imprimen extrema vulnerabilidad a la exploración, debido a que su éxito no se puede inscribir en un modelo probabilístico.

Sin embargo, se soslaya el hecho de que la materialidad práctica de la extracción requiere intrínsecamente el descubrimiento previo de una formación petrolera. Si se me permite la analogía, Colón se arriesgó de manera extrema para buscar una posible ruta nueva y terminó descubriendo todo un continente. No se puede buscar únicamente un Cantarell, por ejemplo. Básicamente se explora en busca de hidrocarburos y de repente se descubre la existencia de un continente de roca impregnada de aceite y gas, muy eventualmente, en volúmenes gigantescos y, las más de las veces, en menores dimensiones.

Como consecuencia de lo anterior, los recursos presupuestales no alcanzan las magnitudes requeridas para incidir de manera positiva y sostenida sobre nuestros Recursos Prospectivos. Es decir, hay que descubrirlos para así conver-

tirlos de Potenciales en Reservas ya sean Contingentes o Posibles y en su caso, en Probables, y finalmente, en Probadas y disponibles para su extracción.

Desde la óptica propia de la industria de los hidrocarburos, las inversiones destinadas a la extracción sin duda brindan, en el corto plazo, ingresos mayores a las inversiones no solamente de la propia extracción, sino también sobre la exploración previa. En consecuencia, las inversiones en exploración en su conjunto, como requisito *sine qua non* para extraer hidrocarburos, sí retornan el presupuesto asignado, aunque se materialice hasta el momento la extracción del aceite y el gas.

Por ello, la ausencia de planeación en una cartera de proyectos para actividades exploratorias origina que los volúmenes adicionales que son descubiertos tiendan a ser inconstantes y también insuficientes para un correcto, seguro y sano desarrollo de la industria de los hidrocarburos en plazos mediano y largo.

Asimismo, se debe tener en cuenta que las actividades de exploración se han orientado primordialmente a lo que se ha denominado exploración de jardín, es decir, a la localización de prospectos para perforar pozos exploratorios en áreas muy cercanas a donde ya se tienen yacimientos establecidos y, por lo tanto, cuentan con infraestructura disponible.

Además de las escasas inversiones anuales destinadas a la exploración de Recursos Prospectivos, debemos considerar que México ya no se encuentra en una etapa inicial 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 los Recursos Prospectivos totales estimados recientemente, nos encontramos en una tendencia inversa a la que prevalecía hasta los años setenta del siglo XX, cuando México descubría y empezaba a extraer de grandes yacimientos.

Es decir, esa estrategia es oportuna para el corto plazo, pero insuficiente y riesgosa para un horizonte mayor a un par de años, debido a la constante declinación en nuestros campos maduros. Hasta ahora ha brindado resultados de una manera justa, pero no se puede repetir demasiado como única estrategia de exploración.

En otras palabras, conviene 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 todavía. Aun así, los estudios sistemáticos y sostenidos habrán de generar resultados materiales, aunque todavía no se prevea exactamente cuándo se puede diseñar un modelo probabilístico sobre el que se elabore un caso de negocio con mucha mayor certidumbre.

Si los petroleros de México obtienen un millón ochocientos mil barriles diarios de petróleo, aún con bajas y en algunos años nulas inversiones en exploración, entonces no resulta irracional prever lo que se puede esperar de un verdadero Programa Estratégico de Exploración en el segundo lustro de la tercera década del siglo XXI.

En mi opinión, lo que más se requiere para garantizar la suficiencia de combustibles en México es una planeación entre las instituciones gubernamentales del Estado Mexicano, a fin de que las más altas autoridades del país tomen las mejores decisiones posibles para un horizonte al año 2030 y más. Una alternativa podría ser establecer una cartera multianual mínima de proyectos para exploración con cantidades presupuestales establecidas, ligadas a los volúmenes que se extraigan anualmente de nuestro subsuelo, a fin de reponerlos.

Si las cantidades de extracción de hidrocarburos resultan ser directamente proporcionales a la exploración, consecuentemente podemos concluir que las inversiones en exploración deben calcularse como una función directamente proporcional a los volúmenes extraídos, al menos en la etapa actual (2025-2030) de la industria de los hidrocarburos en México.

Ahora bien, la última estimación de recursos prospectivos alcanza 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, es decir, en aguas profundas, otros 15 mil bajo aguas someras y 74 mil en yacimientos terrestres. En el caso de estos últimos, se incluye gas de lutitas. En consecuencia, se considera conveniente tener en cuenta la caracterización completa de los recursos potenciales de México para determinar las mejores políticas públicas sobre extracción y exploración.

Por todo lo anterior, conviene continuar trabajando en exploración, independientemente 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 hidrocarburos de aguas profundas o de formaciones no convencionales, entonces tendrá que esperarse quizá un lustro a partir de que se decidiera asignar fondos presupuestales, para que puedan descubrirse cantidades comercialmente extraíbles. En otras palabras, el aprovechamiento correcto del tiempo resulta ser un factor crítico para maximizar el valor de los hidrocarburos en el largo plazo como lo establece la ley.

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 necesidad de extraer hidrocarburo del subsuelo, 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 activa y armonizada de todos los especialistas, junto con planeadores y administradores también.

En relación con el cuidado de nuestro ambiente natural, permítanme unas muy sencillas reflexiones. Cuando extraemos los hidrocarburos del subsuelo, prácticamente no se afecta el entorno, ya que, si se registra un hecho desafortunado que contamine, los hechos resultan tan escandalosamente notables que todos los operadores extremen medidas para prevenir y evitar accidentes en la industria de hidrocarburos.

En contraste, nadie pierde prestigio ni se le culpa porque cada mañana encienda el motor de combustión interna en su automóvil y empiece a generar y liberar a la atmósfera dióxido de carbono, salvo cuando ya se ha llegado a provocar una contingencia ambiental. Es decir, en realidad los problemas ecológicos no son generados ni en la exploración ni en la extracción de hidrocarburos, lo que nos lleva a que su prevención se encuentre en nuestras actividades posteriores, cuando usamos combustibles. Aun así, por supuesto resulta ineludible migrar hacia fuentes limpias y renovables.

Ahora bien, para la migración indispensable hacia energías limpias y renovables y la resolución permanente del problema del futuro agotamiento por la vía de la sustitución de fuentes primarias de energía, se requiere de fondos importantes. Podemos aprovechar nuestros recursos en hidrocarburos remanentes en la actualidad como fuente de financiamiento sin tener que recurrir a empréstitos excesivos siempre y cuando pongamos en práctica una correcta planeación.

En otras palabras, ciertamente los hidrocarburos pueden continuar apoyando durante determinado tiempo a las finanzas públicas de nuestro país, como lo han hecho por décadas. Por otra parte, la falta de planeación en épocas anteriores, cuando se descubrieron grandes yacimientos, ha resultado muy costosa en múltiples aspectos para México. Más aún, la falta de planeación en la industria de hidrocarburos en la etapa actual seguramente resultaría desastrosa para aquellos descubrimientos del pasado, cuando se acerca más su agotamiento.

Resulta, pues, recomendable una planeación estratégica para la etapa por venir de la declinación de los campos actuales y a la vez intensificar la búsqueda de yacimientos adicionales. No podemos dejar de considerar que los buenos resultados en exploración constituyen uno de los pilares para mejorar el perfil de la deuda de toda empresa petrolera, en nuestro caso, Petróleos Mexicanos.

Nos encontramos en las últimas oportunidades de elaborar a tiempo un plan a seguir para lograr objetivos y resultados con anticipación a una situación de urgencia, lo que puede suceder en menos tiempo del que pudiera esperarse. Incluso mantener el ritmo actual de extracción será más difícil de lograr cada año. Definitivamente se cuenta con el potencial suficiente para retomar a tiempo el control de nuestro futuro.

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. En la Comisión Nacional de Hidrocarburos estamos atentos para lo que se requiera.

**Agustín Díaz Lastra**

*Ciudad de México, septiembre 12 de 2024*

# 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



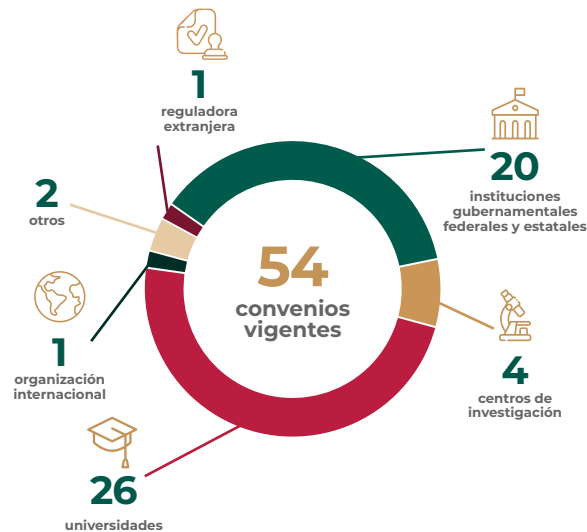
**108**  
Convenios

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



**12**  
Convenios

No	Institución	Fecha
1	Agencia Estatal de Energía de Veracruz (AEEV)	19-ene
2	Centro de Excelencia para la Administración Sostenible de Recursos (ICE-SRM) de la ONU	7-feb
3	Instituto Técnico del Petróleo y Energía (ITPE)	28-feb
4	Barra Mexicana de Abogados (BMA)	1-mar
5	Universidad Autónoma del Carmen (UNACAR)	6-mar
6	Universidad Tecnológica Minera de Zimapán (UTMZ)	26-mar
7	Centro Nacional de Metrología (CENAM)	3-abr
8	Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de la Región Carbonífera (ITESRC)	8-abr
9	Universidad de Houston (UH)	8-jul
10	Universidad de Houston (UH) (específico)	8-jul
11	Oficina de Administración de Energía Oceánica de Estados Unidos (BOEM, por sus siglas en inglés)	15-jul
12	Instituto Tecnológico de Ciudad Madero (ITCM)	16-jul

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



**15-jul.** Convenio de Colaboración con la Oficina de Administración de Energía Oceánica de Estados Unidos



**8-jul.** Convenio de Colaboración con la Universidad de Houston y convenio específico



**16-jul.** Convenio de Colaboración con el Instituto Tecnológico de Ciudad Madero

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 medición de hidrocarburos

México, a través de la CNH, preside el Grupo de **Trabajo Upstream (GTU)** de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE), integrado por Brasil, Bolivia, México y Perú. En su **3ª reunión de 2024**, los reguladores de hidrocarburos de Bolivia, Brasil y México enfocaron el diálogo a sus mejores prácticas implementadas en materia de medición de hidrocarburos.



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 e intercambian conocimientos y experiencias relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos. Entre otros asuntos explorados en sus reuniones, el diálogo en el GTU se ha versado sobre mejores prácticas en materia de incentivos a la exploración, estudio de riesgos en actividades de upstream, regímenes contractuales, entre otros.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comisión Nacional de Hidrocarburos



México



## Régimen jurídico

- Ley de Hidrocarburos
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
- Ley de Organos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
- Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Lineamientos)
- Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado (Disposiciones)



## Área responsable

Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMCP)



## Mejores prácticas regulatorias

- Se realiza un análisis comparativo de las normas internacionales. (ver Lineamientos, Anexo 2. Referencias Normativas: NOM y normas internacionales del API, la AGA y la ISO, entre otros organismos normalizadores).



## Medición de hidrocarburos en la cadena de valor

- La medición se efectúa desde boca de pozo hasta la llegada del hidrocarburo al Punto de Medición.
- Los Puntos de Medición son los puntos de entrega y fiscalización de los hidrocarburos.



## Opiniones Técnicas

- La DGMCP emite Opiniones Técnicas en materia de medición para todos los PDE y para los PrTr, PrEv y PE en los que se realicen pruebas de producción cuya duración sea mayor a 60 días.
- Se han emitido 662 Opiniones Técnicas en Planes y Programas de 2018 a 2024.



## Registro de venteo y quema de gas

- Las Disposiciones establecen una meta mínima de volúmenes de gas aprovechado del 98 %.
- Las Disposiciones determinan diversos elementos técnicos, procedimientos y criterios para aprobar los programas de aprovechamiento de gas.



## Mejora regulatoria

- La emisión de Opiniones Técnicas es más expedita: se redujeron los trámites en un 33 % (ver 5ª reforma de los Lineamientos, publicada en el DOF el 27-nov-23).



Agencia Nacional de Hidrocarburos



Bolivia



## Régimen jurídico

- Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos (Reglamento), aprobado por Decreto Supremo 5114.
- Decretos Supremos 4935 y 4936.



## Otras autoridades involucradas

- Ministerio de Hidrocarburos y Energía
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF): medición y control



## Mejores prácticas regulatorias

- La medición y el control en Bolivia sigue las normativas del API, la AST, la ISO, la AGA, entre otras (ver Reglamento).



## Medición de hidrocarburos en la cadena de valor

- La cadena de valor se mide desde boca de pozo hasta la comercialización de los hidrocarburos gaseosos o líquidos.
- En los puntos de custodia (o city gate para el gas), el hidrocarburo pasa del operador privado al Estado y se mide el volumen y la calidad de los hidrocarburos.
- La ANH se encarga de la comercialización y realiza medición constante, en línea y en tiempo real.
- El sistema B-SISA de la ANH mide la comercialización a través de cerca de 3,000 transacciones por segundo.



## Registro de venteo y quema de gas

- Los Decretos Supremos establecen medidas de eficiencia para el uso del gas (ya sea conservación o aprovechamiento sustentable) en la exploración y explotación.
- A petición anual o semestral de los titulares, YPF fiscaliza los contratos de servicios petrolíferos ante el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, que aprueba o rechaza dicha solicitud.



Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles



Brasil



## Régimen jurídico

- Ley N° 9.478/97 (Ley del Petróleo)
- Decreto N° 2.705/1998
- Reglamento Técnico de Medición - Resolución conjunta de la ANP/Inmetro n° 1/2013 (Reglamento)
- Resolución ANP N° 806/2020 (Resolución)



## Área responsable

Núcleo de Fiscalización de la Medición de la Producción de Petróleo y Gas Natural (NFP)

## Otras autoridades involucradas

Instituto Nacional de Metrología, Calidad y Tecnología (Inmetro)



## Mejores prácticas regulatorias

- En ausencia de legislación brasileña en la materia, se podrán utilizar normas de entes autorizados por la ANP y el Inmetro como la AGA, la ASTM, la ISO, el API, el DTI y el CEN (ver Reglamento).



## Medición de hidrocarburos en la cadena de valor

- Los Puntos de Medición Fiscal son los utilizados en el cómputo de la totalización de regalías. Deben ubicarse antes del almacenamiento, en instalaciones de transporte como buques tanque y tuberías.
- La medición debe unificarse inmediatamente después de las instalaciones de separación para estabilizar el petróleo y asegurar la separación de líquidos en la corriente de gas natural.



## Inspecciones de los sistemas de medición

- El NFP realiza alrededor de 60 inspecciones anuales (considerando auditorías a las ubicaciones de los sistemas de medición).
- La inspección se complementa validando los volúmenes declarados por los operadores y analizando el sistema de medición.



## Registro de venteo y quema de gas

- La quema de gas natural no asociado y de petróleo está prohibida, excepto por razones de seguridad, emergencia, pruebas o limpieza de pozos. Los límites varían del 96 al 98,5 %, dependiendo del tipo de unidad (ver Resolución).
- Para validar la producción, el NFP utiliza ecuaciones de cierre de producción (puntos de medición que deben sumarse o restarse) para reflejar el total de hidrocarburo extraído en cada instalación de producción.

### Notas:

Para consultar los instrumentos normativos, haz clic sobre ellos. Consulta las abreviaturas al inicio de esta gaceta.



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)