



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Propuestas para incrementar el  
aprovechamiento del gas natural**

**TESINA**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

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

Leonardo Acevedo Pérez

**DIRECTOR DE TESINA**

M.C. Víctor Juan López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**

**(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado PROPUESTAS PARA INCREMENTAR EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

LEONARDO ACEVEDO PEREZ  
Número de cuenta: 417075697

INDICE

<b>INTRODUCCION</b> .....	6
<b>JUSTIFICACIÓN</b> .....	7
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	7
<b>OBJETIVOS</b> .....	8
OBJETIVO GENERAL .....	8
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	8
<b>CAPÍTULO 1 IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO</b> .....	9
Disponibilidad del gas natural .....	10
Principales provincias petroleras .....	11
Recursos prospectivos de gas natural .....	12
Reservas de gas natural .....	14
Producción de gas natural .....	16
Importación de gas seco .....	17
<b>Capítulo 2. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO</b> .....	18
FORMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	19
APROVECHAMIENTO ACTUAL .....	21
APROVECHAMIENTO POR CAMPO .....	26
Por provincia .....	33
Por operador petrolero .....	37
<b>Capítulo 3. Factores Técnicos y Operativos que Limitan el Aprovechamiento del Gas Natural</b> .....	39
INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL GAS NATURAL .....	40
REGIÓN TERRESTRE .....	43
REGIÓN MARINA .....	45
<b>Capítulo 4. REGULACIÓN NACIONAL Y ESTRATEGIAS INTERNACIONALES</b> .....	53
REGULACIÓN NACIONAL.....	54
ESTRATEGIAS INTERNACIONALES .....	57
COMPARACIÓN ENTRE REGULACIONES .....	68

<b>Capítulo 5. PROPUESTAS PARA INCREMENTAR EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO</b> .....	70
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	81
<b>Referencias</b> .....	85

## **INDICE DE FIGURAS**

Figura 1 Distribución de provincias petroleras .....	11
Figura 2 Distribución de Recursos Prospectivos de Gas Natural en yacimientos convencionales por provincia petrolera .....	12
Figura 3 Distribución de Recursos Prospectivos de Gas Natural en yacimientos no convencionales por provincia petrolera .....	13
Figura 4 Reservas probadas de Gas Natural por provincia petrolera.....	14
Figura 5 Reservas probables de Gas Natural por provincia petrolera .....	15
Figura 6 Reservas posibles de Gas Natural por provincia petrolera .....	15
Figura 7 Producción de Gas Natural por provincia petrolera .....	16
Figura 8 Oferta Nacional de Gas Natural Seco con base en la producción nacional más importaciones .....	17
Figura 9 Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, junio 2024 .....	25
Figura 10. Campos con aprovechamiento mayor o igual al 98% .....	29
Figura 11 Campos con aprovechamiento entre 75% y 97% .....	30
Figura 12. Campos con aprovechamiento entre 50% y 74% .....	31
Figura 13 Campos con aprovechamiento entre 25% y 49% .....	31
Figura 14 Campos con aprovechamiento menor al 25%.....	32
Figura 15 Aprovechamiento por cuenta en el periodo 2021-2024.....	33
Figura 16 Aprovechamiento en la Cuenca del Sureste entre 2021 y 2024 .....	34
Figura 17 Aprovechamiento en la cuenca Tampico – Misantla entre 2021 y 2024.....	35
Figura 18 Aprovechamiento en la cuenca de Veracruz entre 2021 y 2024 .....	36
Figura 19 Aprovechamiento por operador petrolero en 2024 .....	37
Figura 20 Principal infraestructura del sector UPSTREAM.....	42
Figura 21 Infraestructura de la región terrestre para los campos santuario – el golpe y AE-0392-Pánuco.....	43
Figura 22 División de la región marina Golfo de México y principal infraestructura .....	46
Figura 23 Infraestructura de la Región Marina Noreste .....	47
Figura 24 Infraestructura de la Región Marina Suroeste.....	48
Figura 25 Infraestructura de los campos con menor aprovechamiento en la región marina.....	49
Figura 26 Noruega flare volume vs flare intensity .....	59
Figura 27 United Kingdom flare volume vs flare intensity.....	60

Figura 28 Colombia flare volume vs flare intensity .....	61
Figura 29 Nigeria flare volume vs flare intensity .....	62
Figura 30 India flare volume vs flare intensity .....	63
Figura 31 Canadá flare volume vs flare intensity .....	64
Figura 32 Brasil flare volume vs flare intensity .....	65
Figura 33 Australia flare volume vs flare intensity .....	66
Figura 34 United States flare volume vs flare intensity .....	67

## **INDICE DE TABLAS**

Tabla 1 Aprovechamiento de Gas Natural en la etapa de evaluación .....	22
Tabla 2 Aprovechamiento de Gas Natural en los programas de transición .....	23
Tabla 3 Programas con un margen de aprovechamiento del 0% .....	32
Tabla 4 Aprovechamiento de Gas Natural por operador petrolero.....	38
Tabla 5 Propuestas clasificadas conforme a las causas identificadas en el diagnóstico ....	80

## **Agradecimientos**

A lo largo de este camino, he tenido la fortuna de cruzarme con personas que no solo me han enseñado, sino que también me han inspirado profundamente a ser mejor persona y profesionalista.

Agradezco de corazón al **Ing. César Villegas Capistran**, por su calidad humana y por siempre tomarse el tiempo para compartir su conocimiento con paciencia y pasión. Sus consejos técnicos y su manera de ver la industria han sido una guía clave para mí.

A mis **sinodales**, por su disposición, tiempo y apoyo en la revisión de este trabajo.

Al **Ing. Víctor Juan López Hernández**, por ser un ejemplo de compromiso y liderazgo. Gracias por sus palabras de aliento y por motivarme a seguir adelante con disciplina y humildad. Su dedicación a la enseñanza y su apoyo constante han sido fundamentales en mi formación.

Al **Ing. Luis Alfonso Ramos Castañeda**, por contagiarme su entusiasmo por la ingeniería petrolera y por hacerme ver que, con esfuerzo y enfoque, todo es posible.

Quiero dedicar un agradecimiento muy especial al **Dr. Héctor Moreira Rodríguez (Q.E.P.D.)**, quien lamentablemente falleció a principios de este año. Su visión, su trabajo incansable por el desarrollo energético del país y su pasión por la ciencia me marcaron profundamente. Es un ejemplo que siempre llevaré presente.

Y, por supuesto, a mis **hermanos**, quienes han sido mi motor, mi soporte y mis cómplices en cada paso. Gracias por creer en mí incluso cuando yo dudaba. Todo lo que he logrado también es por ustedes.

A todos, gracias por inspirarme a seguir creciendo con valores, con ética y con un amor profundo por esta carrera. Nunca dejaré de aprender de ustedes.

# INTRODUCCION

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo resaltar la importancia del aprovechamiento del gas natural en México, a través de una evaluación de los factores que generan oportunidades para incrementarlo. Con ello, se pretende identificar mejoras viables y formular propuestas que optimicen su uso de manera eficiente, considerando que el gas natural es un combustible clave en la transición energética hacia objetivos más sostenibles.

En la actualidad, el gas natural es un recurso estratégico para la seguridad energética, la competitividad económica y la sostenibilidad ambiental de México. Sin embargo, una fracción significativa del gas asociado a la producción de petróleo crudo continúa siendo desaprovechada, principalmente a través de su destrucción en los campos petroleros.

Por lo anterior, esta investigación se estructura en cinco capítulos. El primero aborda la relevancia del gas natural en México, destacando el potencial del país en términos de recursos, principalmente. También se presenta la disponibilidad actual del recurso a partir de las reservas y, finalmente, se analiza la oferta nacional, conformada por la producción interna y las importaciones de gas natural seco, provenientes en su totalidad de Estados Unidos.

El segundo capítulo examina el aprovechamiento del gas natural en México con base en el desempeño de operadores, provincias petroleras y campos específicos. A través de este análisis se identifican los principales Campos con mayores niveles de desaprovechamiento.

El tercer capítulo se enfoca en los campos con mayores niveles de desaprovechamiento, previamente identificados en el segundo capítulo, con el objetivo de determinar si las limitaciones en su aprovechamiento responden a factores técnicos u operativos.

En el cuarto capítulo se evalúa el marco regulatorio vigente en México en materia de aprovechamiento de gas natural el cual fue emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que para efectos de este documento se entenderá como Órgano Regulador. Asimismo, se analizan experiencias internacionales que han logrado reducir significativamente el desaprovechamiento de gas, identificando elementos regulatorios, fiscales, contractuales o tecnológicos aplicables al contexto mexicano.

En el quinto y último capítulo se presenta un conjunto de propuestas orientadas a reducir el desaprovechamiento del gas natural en México. Dichas propuestas se derivan del análisis técnico, operativo y regulatorio realizado previamente, y están organizadas con base en las principales causas que limitan su aprovechamiento.

# JUSTIFICACIÓN

México es un país con una importante producción de gas natural (4,445 MMPCD para noviembre 2024), pero también con una profunda contradicción energética: aun cuando necesita este recurso, lo destruye de manera controlada. En lugar de aprovecharlo para reducir su dependencia del exterior, mejorar su balanza energética o fortalecer su mercado interno, una parte del gas producido se pierde sin ser transformado en el mercado petroquímico o sin ser utilizado eficientemente.

Este desaprovechamiento no es resultado de una sola causa, sino de una serie de factores técnicos, operativos y económicos. Entre ellos, destacan las limitaciones en la calidad del gas en ciertas regiones productoras, así como decisiones operativas orientadas a acelerar la producción de crudo sin infraestructura suficiente para manejar el gas asociado. A ello se suman restricciones estructurales en el acceso a la infraestructura existente.

Mientras tanto, el país continúa importando cerca del 72% del gas que consume, proveniente de un solo país: Estados Unidos, destinándolo en su mayoría a la generación eléctrica. Esta situación, producir gas, pero no aprovecharlo, y al mismo tiempo depender del exterior para cubrir la demanda, refleja una ineficiencia crítica que debe ser atendida con urgencia.

La gravedad de este problema, y su impacto tanto económico como ambiental, justifican la necesidad de revisar a fondo el modelo actual y explorar si existe alternativas viables que se puedan implementar para revertir esta situación.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A pesar de que México es un país petrolero, no tiene la suficiencia energética si nos referimos al tema del gas natural, puesto que dependemos en gran medida del gas que importamos de Estados Unidos (EUA). A diciembre de 2023 el 72% del consumo nacional de Gas Natural fue de importaciones provenientes de Estados Unidos (EUA)<sup>1</sup> por lo anterior, el país demanda esfuerzos importantes para incrementar la disponibilidad de este hidrocarburo y poder satisfacer así la demanda interna.

Tomando en cuenta que México necesita de una mayor producción de gas natural para poder minimizar o eliminar la importación de este hidrocarburo gaseoso, diariamente se quema un volumen aproximado de 305 MMpcd, lo que representa el 6.8% de la producción nacional. De acuerdo con la Secretaría de Energía se estima que para 2032 habrá un incremento en la demanda de Gas Natural seco del 12%<sup>2</sup>, ligado a una caída en la producción nacional durante la última década del 29%<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Con información de Balance Nacional de Gas natural SENER a septiembre de 2022

<sup>2</sup> Demanda de Gas Natural Seco 2017 – 2032 SENER

<sup>3</sup> Sistema de información de hidrocarburos, CNH

# OBJETIVOS

En los siguientes apartados se describe el objetivo general, así como el objetivo específico de la presente investigación.

## OBJETIVO GENERAL

Identificar las principales limitaciones técnicas, operativas y normativas que impiden el aprovechamiento del gas natural en México, con el fin de proponer soluciones viables que contribuyan a reducir su destrucción y mejorar su integración al sistema energético nacional.

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el potencial del gas natural en México a partir de sus reservas, recursos prospectivos, niveles de producción e importaciones, para comprender su papel estratégico en el sistema energético nacional.
- Evaluar el grado de aprovechamiento del gas natural en distintos campos, operadores y provincias petroleras, con el fin de identificar áreas de oportunidad.
- Determinar las principales barreras técnicas y operativas que limitan el aprovechamiento del gas en los campos con mayor desaprovechamiento.
- Examinar el marco regulatorio vigente en materia de aprovechamiento de gas natural, e identificar aprendizajes relevantes a partir de experiencias internacionales exitosas en la reducción del desaprovechamiento.
- Proponer soluciones viables para mejorar el aprovechamiento del gas natural en México, basadas en el diagnóstico realizado y orientadas a generar beneficios técnicos, económicos y ambientales.

# **CAPÍTULO 1 IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO**

El gas natural juega un papel fundamental en la matriz energética de México, no solo como una fuente primaria para la generación de electricidad, sino también como un insumo clave para diversas industrias. Este capítulo analiza la disponibilidad de gas natural en México a través de la clasificación de sus recursos, reservas y producción, identificando su distribución en las principales provincias petroleras. Con esto se busca resaltar la relevancia de impulsar la exploración y el desarrollo de nuevos yacimientos para maximizar su aprovechamiento y reducir la dependencia de importaciones, asegurando un suministro sostenible a largo plazo.

## Disponibilidad del gas natural

México cuenta con importantes volúmenes de Gas Natural, dichos volúmenes los podemos clasificar con base en su certidumbre de existencia; estos volúmenes se dividen en las siguientes categorías:

**Recursos prospectivos:** se define como el volumen de Hidrocarburos estimado a una fecha determinada, que todavía no se descubre pero que ha sido inferido y que se estima potencialmente recuperable, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.<sup>4</sup>

**Recursos contingentes:** Volúmenes de Hidrocarburos que se estiman que, a partir de una fecha dada, son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el proyecto aplicado aún no se considera comercial debido a una o más contingencias. Lo anterior, de conformidad con la descripción de dichos factores de contingencia señalados en el PRMS<sup>5</sup> y atendiendo a las disposiciones emitidas por la Comisión en materia de Recursos Contingentes.<sup>6</sup>

**Reservas:** Cantidades de Hidrocarburos que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Para ser considerados como Reservas, los Hidrocarburos deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes a la fecha de evaluación, basadas en el o los proyectos de desarrollo aplicados.<sup>7</sup>

Tomando en cuenta esta clasificación, a continuación se analiza la situación actual de México en este contexto

---

<sup>4</sup> Ibidem.

<sup>5</sup> Petroleum Resources Management System, provee una metodología uniforme para la Clasificación de Recursos y Reservas, incluyendo sus guías de aplicación y sus estándares de auditoría de Reservas, así como el conjunto de principios, criterios, métodos, conceptos y procedimientos matemáticos, técnicos y científicos empleados para la estimación, cuantificación, evaluación y verificación de las Reservas de Hidrocarburos,

<sup>6</sup> Lineamientos para el análisis y evaluación de los recursos contingentes y prospectivos de la Nación y del proceso exploratorio y su seguimiento, 2013.

<sup>7</sup> Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, 2017.

## Principales provincias petroleras

Las regiones petroleras de México se encuentran situadas en el sector Norte y Oriente del país y se caracterizan por abarcar extensas cuencas sedimentarias ya sea en la región marina, terrestre marina somera (tirante de agua menor a 500 m). Durante un periodo de millones de años estas áreas han experimentado el depósito progresivo de sedimentos, propiciando así la formación, acumulación y desplazamiento de hidrocarburos.

En México, se identifican 12 provincias petroleras, de las cuales se reconocen seis provincias con un potencial considerado medio a bajo, entre las que se incluyen la Plataforma de Yucatán, el Cinturón Plegado de Chiapas, el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, el Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-ICay. Paralelamente seis exhiben una actividad productiva significativa, las cuales son: Burgos, Golfo de México Profundo, Sabinas-Burro-Picachos, Cuencas del sureste (la cual se destaca por ser la más prolifera en todo el país), Tampico-Misantla y Veracruz<sup>8</sup> como se muestra en la **Figura 1**.

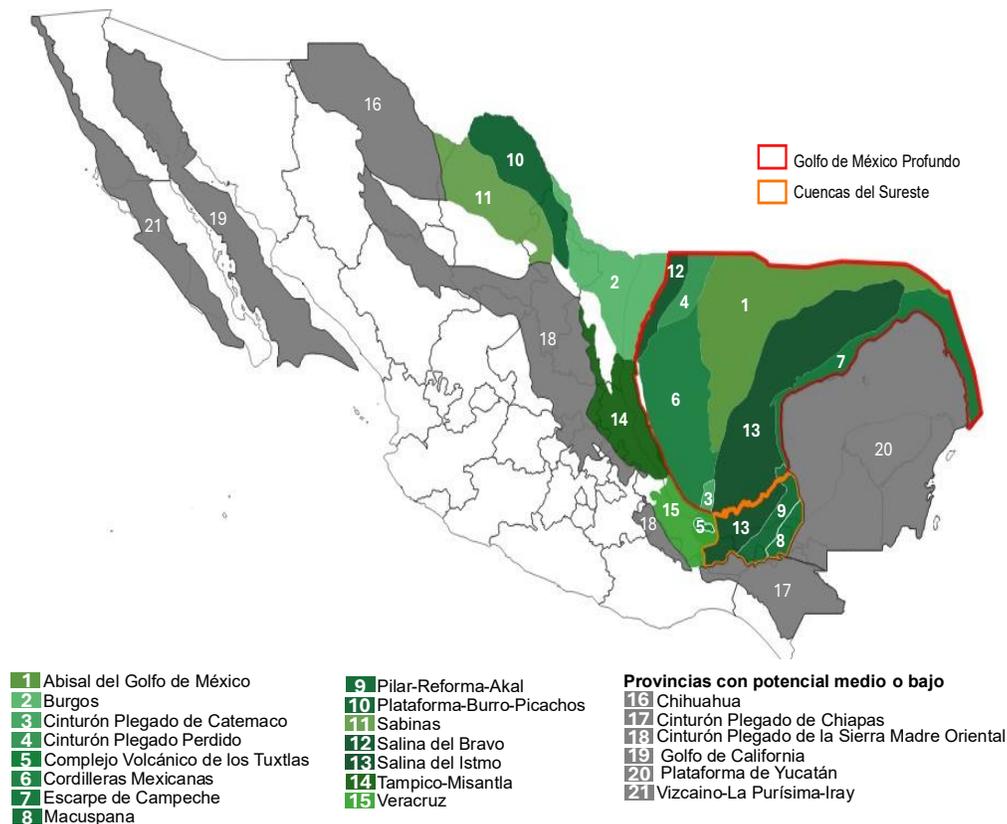


Figura 1 Distribución de provincias petroleras. Fuente: Elaboración propia con datos de Atlas Geológico de Cuencas del Sureste ([https://hidrocarburos.gob.mx/media/3094/atlas\\_geologico\\_cuencas\\_sureste\\_v3.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/3094/atlas_geologico_cuencas_sureste_v3.pdf))

<sup>8</sup> Biblioteca visual del petróleo, IMP segunda edición, 2015.

## Recursos prospectivos de gas natural

Tomando como punto de partida la definición de yacimiento convencional y no convencional, el primero se define como la porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos. En contraste, un yacimiento no convencional es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, que en el caso de yacimientos de aceite y gas en lutitas no necesariamente se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado.<sup>9</sup> México cuenta con volúmenes de Gas Natural asociados a estos dos tipos de yacimientos.

Por su composición, el Gas Natural puede también ser clasificado como húmedo o seco, siendo el primero el de mayor concentración de hidrocarburos condensables. En contraste el de tipo seco contiene hidrocarburos menos pesados y metano principalmente. Bajo esta premisa, a marzo de 2021 los recursos prospectivos ascienden a 224.7MMMMPC para estos dos tipos de yacimientos.<sup>10</sup> Del volumen total de los recursos prospectivos, los yacimientos Convencionales engloban el 37% (**83.2 MMMMPC**), siendo el Golfo de México, Burgos y cuencas del sureste las 3 principales provincias al aportar el 85% de este volumen como se muestra en la **Figura 2**.



Tipo de gas en MMMMPC	Golfo Profundo	Burgos	Cuencas del Sureste	Veracruz	Tampico Misantla	Sabinas Burro Picachos	Plataforma de Yucatán	Nacional
Gas húmedo	24.7	11.8	2.1	2.4	0.7	0.1	0.1	41.9
Gas seco	25.8	1.4	5.1	3.2	4	1.9	0	41.4
Total	50.5	13.2	7.2	5.6	4.7	2	0.1	83.2

Figura 2 Distribución de Recursos Prospectivos de Gas Natural en yacimientos convencionales por provincia petrolera.  
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) consultado el 8 de noviembre de 2024

<sup>9</sup> Lineamientos para el análisis y evaluación de los recursos contingentes y prospectivos de la Nación y del proceso exploratorio y su seguimiento, 2013.

<sup>10</sup> Reservas de hidrocarburos y recursos prospectivos, CNH, 2019.

Por otra parte, si nos referimos a los Yacimientos No Convencionales, los cuales son los de mayor volumen, éstos corresponden al 63% (141.5 MMMPC) de los Recursos Prospectivos del país, destacando a las provincias de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos las cuales albergan el 85% de dicho volumen en gas húmedo y gas seco como se muestra en la **Figura 3**.



Tipo de Gas en MMMMPC	Golfo Profundo	Burgos	Cuencas del Sureste	Veracruz	Tampico-Misantla	Sabinas-Burro-Picachos	Plataforma de Yucatán	Nacional
Gas húmedo	0	9.5	0	0	20.7	6.6	0	36.8
Gas seco	0	44.3	0	0	0	60.4	0	104.7
Total	0	53.8	0	0	20.7	67	0	141.5

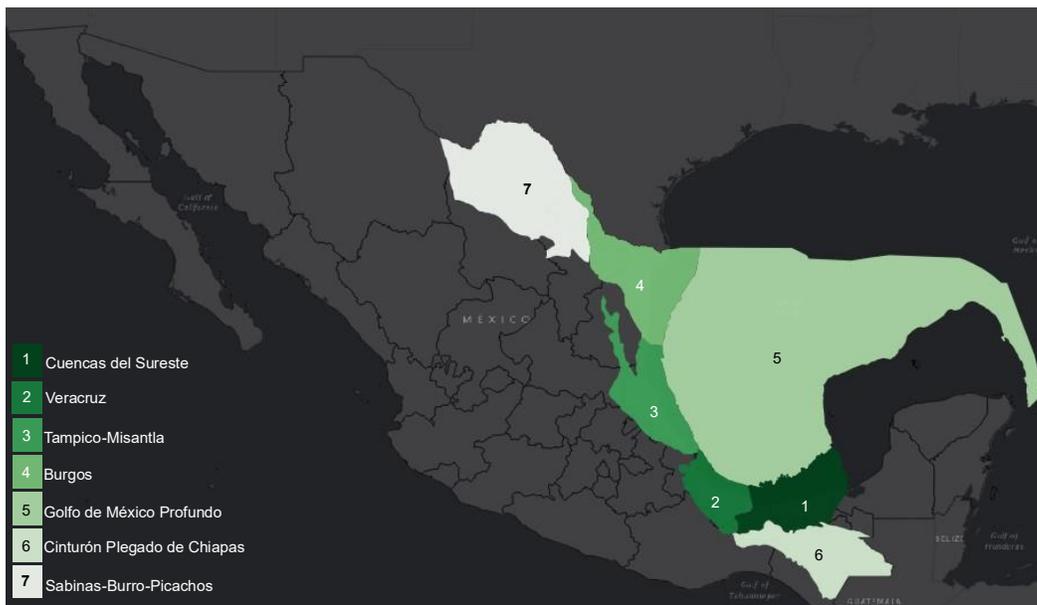
Figura 3 Distribución de Recursos Prospectivos de Gas Natural en yacimientos no convencionales por provincia petrolera.

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) consultado el 8 de noviembre de 2024

## Reservas de gas natural

Las reservas totales de Gas Natural (Probadas + Probables + Posibles) al primero de enero de 2024 son de 34,858.12 MMMpc, siendo la categoría Probada la asociada a un volumen de 12,297.21 MMMpc seguida de la categoría Probable asociada a un volumen de 11,004.66 MMMpc y por último la categoría posible asociada a un volumen de 11,556.25 MMMpc.<sup>11</sup> Como ya se mencionó anteriormente en las principales provincias petroleras, solo se presenta el volumen asociado a 6 provincias debido a que son las que exhiben una actividad productiva significativa destacando que, a diferencia de los recursos prospectivos, en las reservas existe un nulo aporte de los yacimientos no convencionales.

La **Figura 4** muestra la distribución de reservas probadas en la cual destaca la provincia cuencas del sureste con un volumen de 6,226.1 MMMPC y la provincia de Veracruz con 3,119.4 MMMPC las cuales en conjunto albergan el 76% de del volumen total.<sup>12</sup>



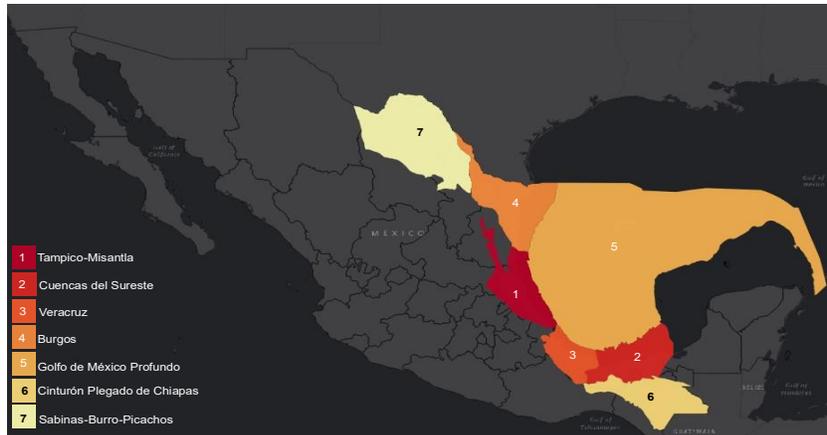
Tipo de reserva MMMPC	Cuencas del Sureste	Veracruz	Tampico- Misantla	Burgos	Golfo Profundo	Sabinas- Burro- Picachos	TOTAL
PROBADA	6,226.1	3,119.4	1,158.3	854.4	902.574	5.9	12,297

Figura 4 Reservas probadas de Gas Natural por provincia petrolera. Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) consultado el 8 de noviembre de 2024

<sup>11</sup> Con información de CNH

<sup>12</sup> Ibidem

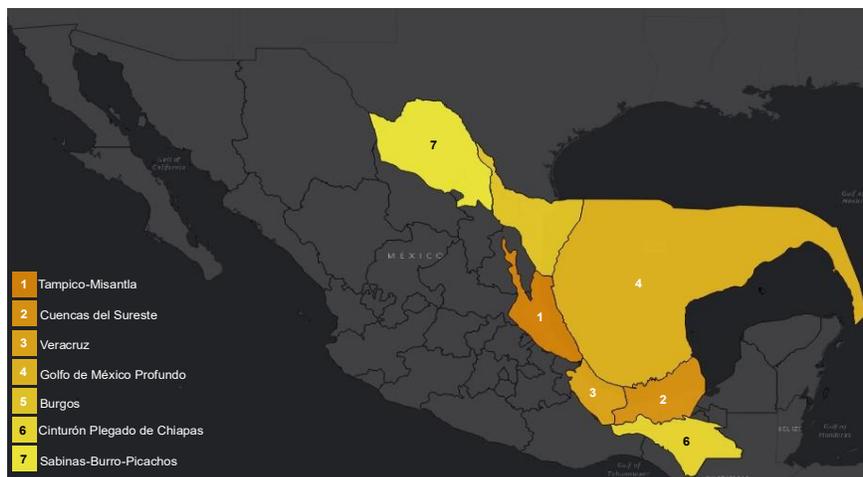
En lo que respecta a las reservas probables, tres provincias contienen el 91% del volumen total. Siendo Tampico – Misantla la provincia que encabeza esta lista con 3,554.6 MMMPC, seguida de la cuenca del sureste con 3,504 MMMPC y por último Veracruz con 2,947.68 MMMPC. En la **Figura 5** se ilustra la distribución de estas reservas.



Tipo de reserva MMMPC	Tampico Misantla	Cuencas del Sureste	Veracruz	Burgos	Golfo Profundo	Sabinas Burro Picachos	TOTAL
PROBABLE	3,554.6	3,504.045	2,947.68	828	167.8	2.5	11,005

Figura 5 Reservas probables de Gas Natural por provincia petrolera. Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) consultado el 8 de noviembre de 2024

Por otra parte, para las reservas posibles, las principales provincias continúan siendo cuencas del sureste con 4,484.1 MMMPC, seguida de Tampico – Misantla con un volumen de 3,458.6 MMMPC, y por último Veracruz con 2,159.113 MMMPC las cuales albergan el 87% del volumen total como se muestra en la **Figura 6**.



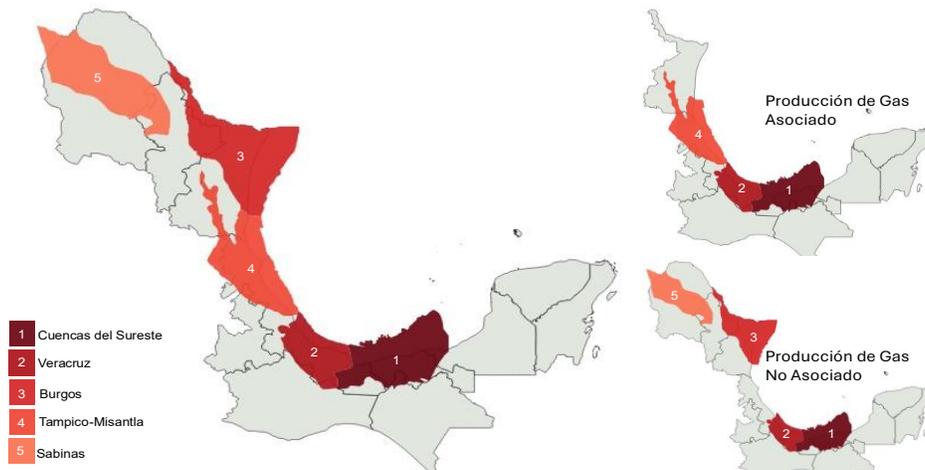
Tipo de reserva MMMPC	Tampico-Misantla	Cuencas del Sureste	Veracruz	Golfo Profundo	Burgos	Sabinas Burro Picachos	TOTAL
POSIBLE	3,458.6	4,484.1	2,159.1	959.9	492.6	1.839	11,556.25

Figura 6 Reservas posibles de Gas Natural por provincia petrolera. Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) consultado el 8 de noviembre de 2024

## Producción de gas natural

Una forma adicional de clasificar al Gas Natural en función de su origen es como Gas Natural Asociado y Gas Natural No Asociado, el primero hace referencia al Gas Natural disuelto o que se encuentra junto con el Petróleo de un yacimiento, tanto convencional, como no convencional, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales; este puede ser clasificado como gas de casquete libre o gas en solución (disuelto).<sup>13</sup> En lo que respecta al Gas Natural No Asociado este se puede definir como el que proviene directamente de yacimientos de gas natural; su contenido de crudo u otros líquidos es muy reducido y comparativamente contiene menos productos pesados que el gas asociado.<sup>14</sup>

A diciembre de 2024 la producción de Gas Natural fue de 4,414.1 MMPCD de los cuales 2,580 MMPCD que representan el 58% corresponde a Gas Asociado el cual proviene principalmente de la provincia cuencas del sureste con 2,478.5 MMPCD. Por otra parte, el 42% restante corresponde al Gas No Asociado el cual proviene de la misma provincia denominada cuencas del sureste con 851.3 MMPCD seguida de la cuenca de Veracruz con 670.9 MMPCD. En la **Figura 7** se muestra una distribución de la producción por provincia petrolera, así como su aportación en la producción total.



PRODUCCION MMPCD	Cuencas del Sureste	Veracruz	Burgos	Tampico-Misantla	Sabinas	Nacional
Gas Asociado	2,478.5	28.6	0	72.8	0	2,579.9
Gas No Asociado	851.3	670.9	309.7	0	2.3	1,834.2
<b>TOTAL</b>	<b>3,329.8</b>	<b>699.5</b>	<b>309.7</b>	<b>72.8</b>	<b>2.3</b>	<b>4,414.1</b>
Participación	75.5%	15.8%	7.0%	1.6%	0.1%	100.0%

Figura 7 Producción de Gas Natural por provincia petrolera. Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (<https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>) consultado el 8 de noviembre de 2024

<sup>13</sup> Disposiciones técnicas para el aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos

<sup>14</sup> Glosario de Energía y Minería. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

De los 4,414.1 MMPCD que se producen, el 96% (4,250.7 MMPCD) está a cargo de la empresa productiva del estado PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN y el restante 4% (163.4 MMPCD) se encuentra a cargo del sector privado.

## Importación de gas seco

México cuenta con producción propia de gas natural; sin embargo, esta no ha sido suficiente para cubrir la totalidad de la demanda nacional. Para satisfacer este déficit, el país recurre a la importación de gas natural seco, es decir, gas al que ya se le han retirado los componentes líquidos (condensados, etano, propano, entre otros) y que está listo para su distribución y consumo. Estas importaciones provienen exclusivamente de Estados Unidos, lo que convierte a ese país en el único proveedor externo de este hidrocarburo para México.

Las importaciones de gas seco juegan un papel crucial en el abastecimiento de los diferentes sectores consumidores. Por ejemplo, en 2015, la producción nacional fue de 3,824 MMPCD y las importaciones alcanzaron los 2,885 MMPCD, lo que dio una oferta total de 6,709 MMPCD, suficiente para satisfacer la demanda nacional<sup>15</sup>

Para el primer trimestre de 2024, las importaciones alcanzaron los 6,532 MMPCD, lo que representa un incremento del 126.4%. En la **Figura 8** se muestra el comportamiento de la oferta nacional, compuesta por producción e importaciones, a lo largo del tiempo.



Figura 8 Oferta Nacional de Gas Natural Seco con base en la producción nacional más importaciones (la producción nacional es bruta sin descontar el autoconsumo de PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCIÓN). Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (<https://sie.energia.gob.mx/inicio/#/>) consultado el 15 de noviembre de 2024

<sup>15</sup> Prontuario estadístico marzo 2024, SENER

## **Capítulo 2. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO**

El aprovechamiento del gas natural es un indicador clave de la eficiencia en la gestión de hidrocarburos, ya que permite reducir pérdidas económicas y mitigar impactos ambientales. Este capítulo presenta un análisis detallado sobre el aprovechamiento de los programas actuales que han sido aprobados en tres fases: los programas de evaluación, los programas de transición y los planes de desarrollo. Se examina el desempeño de cada uno de estos programas, evaluando su impacto en la optimización del gas natural. Además, se identifican los campos con mayores niveles de desaprovechamiento, resaltando áreas de oportunidad para mejorar la gestión del hidrocarburo

El objetivo de este capítulo es identificar los Campos con mayor área de oportunidad en el aprovechamiento del gas natural, con el fin de proponer estrategias que permitan optimizar su uso y reducir el desaprovechamiento de este recurso.

## FORMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

Actualmente, en México, la regulación vigente se enfoca principalmente en el aprovechamiento de gas natural proveniente de yacimientos de gas asociado. Si bien, recientemente, se ha comenzado a regular el aprovechamiento de gas natural no asociado proveniente de yacimientos de gas y condensado, la información disponible sobre la cantidad de gas que se aprovecha y las formas en que se realiza dicho aprovechamiento sigue siendo limitada, posiblemente debido a la reciente implementación de esta regulación. Por ello, este capítulo presenta un análisis sobre el aprovechamiento del gas natural asociado.

El aprovechamiento de Gas Natural se entiende como el uso eficiente de dicho hidrocarburo, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo, en condiciones técnicas y económicamente viables.<sup>16</sup>

Partiendo de la definición anterior, las formas en las que un Operador Petrolero puede aprovechar el gas natural, así como el desglose para el cálculo de su margen de aprovechamiento se enlistan a continuación:

**Autoconsumo:** Para la operación dentro de la misma Área de Asignación o Contractual;

a) Como combustible en turbinas, compresores, motores, entre otros;

b) Dispositivos neumáticos, y

---

<sup>16</sup> Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, Comisión Nacional de Hidrocarburos,

c) Cualquier uso que implique un beneficio para el Operador Petrolero, tal como la generación o cogeneración de energía eléctrica.<sup>17</sup>

**Bombeo Neumático:** Sistema artificial de producción que se emplea para facilitar el flujo de fluidos de un pozo mediante la inyección de gas a través del espacio anular de la tubería de producción y la tubería de revestimiento.<sup>18</sup>

**Conservación:** Se refiere a la no extracción del Gas Natural Asociado o a la recuperación del mismo, extraído para su reinyección al yacimiento de origen o a otros yacimientos o almacenes, siendo susceptible de ser sustraído posteriormente para su uso y aprovechamiento.<sup>19</sup>

**Transferencia:** Es la entrega del Gas Natural Asociado producido en un Área de Asignación o Contractual, a otra Área de Asignación o Contractual o a un tercero o a través de una transacción comercial.<sup>20</sup>

$$MAG(\%) = \left[ \frac{A + B + C + T}{GP + GA} \right] X 100$$

MAG = Meta de Aprovechamiento

A = Autoconsumo (Volumen/Periodo)

B = Uso en Bombeo Neumático (Volumen/Periodo)

C = Conservación (Volumen/Periodo)

T = Transparencia (Volumen/Periodo)

GP = Gas Natural Producido (Volumen/Periodo)

GA = Gas Natural Adicional no Producido en el área de Asignación o Contractual (Volumen/Periodo)

---

<sup>17</sup> Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.

<sup>18</sup> Ibidem

<sup>19</sup> Ibidem

<sup>20</sup> Ibidem

## **GESTIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS**

En México, la regulación vigente exige a los operadores petroleros la presentación de un programa de aprovechamiento de gas natural en cada fase de la cadena de valor de los hidrocarburos. Esta exigencia busca garantizar que el gas asociado a la producción de petróleo no sea desaprovechado, promoviendo su uso eficiente y optimizando su integración en la infraestructura energética del país.

El proceso inicia en la fase de exploración y evaluación, una vez que se ha confirmado la existencia de un yacimiento a través del éxito de la perforación de un pozo exploratorio. Si durante estas fases se prevé una producción que exceda los 60 días, los operadores deben presentar un programa de aprovechamiento de gas para su aprobación por parte del regulador, asegurando así un manejo adecuado del hidrocarburo desde las primeras etapas del Campo.

Posteriormente, si los operadores toman la decisión de producir tempranamente el Campo, deben presentar un programa de aprovechamiento dentro del programa de transición, el cual tendrá una vigencia máxima de tres años. En caso contrario, los operadores optarán por esperar hasta la presentación de un Plan de Desarrollo para la Extracción, en el cual se establecerá la estrategia de aprovechamiento a largo plazo.

Finalmente, en la siguiente etapa de la cadena de valor correspondiente al Desarrollo, la regulación exige que los operadores presenten un programa de aprovechamiento de gas para toda la vida productiva del Campo. Este programa debe incluir estrategias para optimizar el aprovechamiento del gas a través de sus diversas formas, asegurando su óptimo uso y reduciendo su desaprovechamiento.

### **APROVECHAMIENTO ACTUAL**

A continuación, se analiza el estado actual del aprovechamiento del gas natural en cada una de estas fases: Evaluación, Transición y Desarrollo, proporcionando una visión detallada del desempeño de los programas implementados hasta la fecha y estableciendo un punto de referencia con corte a junio de 2024.

### **APROVECHAMIENTO EN LOS PROGRAMAS DE EVALUACIÓN**

En esta etapa, el enfoque principal es evaluar el potencial del yacimiento y definir las condiciones necesarias para su posible desarrollo. Como parte de este proceso, se elabora el Programa de Evaluación, donde se describen las actividades de caracterización y delimitación que permitirán determinar si el yacimiento es comercialmente viable. En esta fase la quema de gas es mínima ya que se lleva a cabo de manera controlada como una medida temporal mientras se analizan las propiedades del yacimiento y se establecen las bases para su posible aprovechamiento.

Para ejemplificar lo anterior tomaremos el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural asociado al descubrimiento Spinini-1EXP del Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017 operado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V. en sus 2 etapas de Medición, que para el caso de Etapa 1 corresponde a las Pruebas de Producción Convencionales y para la Etapa 2, Pruebas de Alcance Extendido.<sup>21</sup>

En la **Tabla 1** se observa que durante la **Etapa 1** de medición, el 100 % del gas generado a partir de las Pruebas de Producción Convencionales en los pozos será enviado a destrucción controlada; con la finalidad de obtener información sobre las propiedades del yacimiento, conforme a lo dispuesto en el artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas Para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Para la **Etapa 2** de medición, se recolectará la totalidad del gas producido en la macropera del pozo Spinini-1EXP para destinarlo al autoconsumo, ya sea mediante la generación de energía eléctrica a través de generadores o como combustible para motocompresores, dependiendo de los volúmenes de gas natural obtenidos durante las Pruebas de Alcance Extendido.<sup>22</sup>

Etapa 1		Etapa 2	
Volumen de Gas	PAGNA	Volumen de Gas	PAGNA
Pozo Spinini-1DEL (MMPC)	0.48	Autoconsumo (MMPCD)	24.3
Pozo Spinini-2DEL (MMPC)	0.48	Gas No Aprovechado	0
<b>Total (MMPCD)</b>	0.96		
Destrucción controlada	<b>100%</b>	<b>MAG %</b>	<b>100</b>

*Tabla 1 Aprovechamiento de Gas Natural en la etapa de evaluación. Fuente: Elaboración propia con información de sesiones del órgano de gobierno, Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://www.gob.mx/cnh/articulos/registro-publico>)*

## APROVECHAMIENTO EN LOS PROGRAMAS DE TRANSICIÓN

El Programa de Transición es el documento a través del cual el operador describe las actividades de extracción necesarias para asegurar la continuidad operativa y la producción temprana, mientras se espera la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción. Durante esta etapa, existen limitaciones de infraestructura que dificultan el aprovechamiento directo del gas, lo que obliga a usar la quema controlada como una solución provisional.

Para ejemplificar lo anterior entre junio de 2023 y junio de 2024, de los **3,742 MMPC** que se produjeron en los programas de transición asociados a los campos Bakte, Chucox, Plan de oro y 3 higueras, Techiaaktli y Pokche NE se programó desaprovechar

<sup>21</sup> Dictamen Técnico de la modificación del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural asociado al Programa Evaluación Spinini-1EXP del Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017 Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de c.v. Diciembre 2023

<sup>22</sup> Ibidem

aproximadamente **1,804 MMPC** de Gas Natural lo que representa el **%52** del volumen total, esto resalta la necesidad de implementar nuevas estrategias para optimizar el aprovechamiento de este recurso. En la **Tabla 2** se puede apreciar el desglose de estos programas.

Región	Asignación / Contrato	Operador	Campo		A JUNIO 2024	A JUNIO 2024	% MAG
					VOLUMEN PRODUCIDO MMPC	VOLUMEN NO APROVECHADO MMPC	
TERRESTRE	AE-0146-M-COMALCALCO	PEP	Bakte	GP	600		0
				GNA		600	
	AE-0138-2M-CUICHAPA Y AE-0143-2M-COMALCALCO	PEP	Chucox	GP	55.588		73
				GNA		14.76	
	Contrato CNH-R02-L03-VC-01/2018	BLOQUE VC 01	Plan de oro y 3 higueras	GP	466.59		0
				GNA		465.68	
AE-0192-TECHIAKTLI y AE-0146-M-COMALCALCO	PEP	Techiakltli	GP	433.63		0	
			GNA		433.63		
MARINA	AE-0151-M-UCHUKIL	PEP	Pokche NE	GP	2185.851		87
				GNA		289.54	
					<b>3742</b>	<b>1804</b>	<b>48</b>

Tabla 2 Aprovechamiento de Gas Natural en los programas de transición. Fuente: Elaboración propia con información de sesiones del órgano de gobierno, Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://www.gob.mx/cnh/articulos/registro-publico>)

Dentro de los motivos por los cuales este volumen se ha desaprovechado, así como las estrategias a implementar se encuentran los siguientes:

**Bakte:** El desaprovechamiento ocurre en una primera etapa debido a que el Campo no cuenta con las instalaciones necesarias para el acondicionamiento y tratamiento del gas producido, lo cual, según el análisis técnico-económico y lo establecido en el artículo 6, fracción I de las Disposiciones, obligó a optar por la destrucción controlada a través de un quemador instalado en las macroperas **Bakte-1EXP y Bakte-6**; sin embargo, para revertir o disminuir esta situación, en la segunda etapa se conectarán estas macroperas a la B.S. Agave mediante la entrada en operación de dos oleogasoductos y un oleoducto, permitiendo que el gas sea transferido hacia la Estación de Compresión Cactus IV, donde se comprimirá y enviará al C.P.G. Cactus y al C.P.G. Nuevo Pemex para su comercialización, con el objetivo de alcanzar y mantener una meta del 100% de aprovechamiento del gas durante la vigencia del Programa de Transición.

**Chucox:** El desaprovechamiento es debido a la falta de infraestructura necesaria para aprovechar el gas producido dentro de las asignaciones AE-0138-2M Cuichapa y AE-0143-2M Comalcalco. Por ello, como parte del análisis técnico-económico, el operador propuso continuar con la destrucción controlada del gas durante noviembre y diciembre de 2023, al amparo de las Disposiciones Técnicas. Esta situación se va a revertir una vez

que se termine la construcción del oleogasoducto de 8 pulgadas por 1.66 km, que conectará el pozo Chucox-1EXP con la interconexión al ducto que va de Chucox-101 a Quesqui-32 con destino final la B.S. Tecominoacán. Con esta nueva infraestructura y estrategia, se estima alcanzar una meta de aprovechamiento de gas del 100% a partir de enero de 2024.

**Plan de oro y 3 higueras:** La quema ocurre porque los pozos no disponen de la infraestructura necesaria para el manejo y aprovechamiento del gas asociado; tras el proceso de separación en boca de pozo, el gas se envía a un quemador ecológico para su destrucción controlada, ya que las alternativas de aprovechamiento resultaron técnicas y económicamente inviables, lo cual llevó a adoptar esta medida en cumplimiento del artículo 6, fracción I de las Disposiciones Técnicas. Por otra parte, se plantea integrar el aprovechamiento del gas en los sistemas de bombeo mecánico de los pozos Tres Higueras-1DEL y Tres Higueras-21, con el propósito de disminuir el aprovechamiento.

**Techiaktli:** El desaprovechamiento ocurre en la primera etapa del programa de transición debido a la falta de instalaciones de acondicionamiento y tratamiento del gas producido en el campo Techiaaktli, lo cual, según el análisis técnico-económico y en conformidad con lo establecido en la fracción I del artículo 6 de las Disposiciones, obliga a la destrucción controlada del gas mediante un quemador instalado en la macropera Techiaaktli-1EXP; sin embargo, para la segunda etapa se implementará una estrategia para revertir y disminuir esta quema, conectando la macropera con la batería de separación Agave para transferir el gas a la ECO Cactus IV, donde se comprimirá y enviará al CPG Cactus y al CPG Nuevo Pemex, con el fin de alcanzar y mantener una meta de aprovechamiento del gas del 100% durante el resto del Programa de Transición.

**Pokche NE:** El desaprovechamiento se justifica debido a que el asignatario no cuenta con la plataforma Pokche NE-A, ya que la licitación para su construcción quedó desierta, lo que generó un retraso en su instalación. Por esta razón, durante los primeros cinco meses, la producción de los pozos se envía a un Barco de Proceso, donde el aceite se trasiega hacia la plataforma Xanab-B, mientras que el gas se quema de manera controlada en el mismo barco. Sin embargo, esta situación se va a resolver una vez que la infraestructura necesaria esté lista para operar en enero de 2024. A partir de ese momento, el gas producido se aprovechará al 100% al ser transferido directamente a la plataforma Xanab-B, eliminando así la necesidad de quema.

Este análisis de la fase de transición destaca tanto la importancia de optimizar la infraestructura para reducir el volumen de gas destruido y asegurar un manejo más eficiente del recurso mientras se avanza en la consolidación de los planes de desarrollo como el contexto en el que se privilegia la producción de aceite a costa de la del Gas.

## AROVECHAMIENTO EN LOS PLANES DE DESARROLLO

El aprovechamiento del gas natural es un indicador clave para evaluar la eficiencia en la gestión de los hidrocarburos. Dentro de las tres fases en las que se aprueban programas de aprovechamiento, la fase de desarrollo es la más relevante, ya que concentra el mayor número de programas autorizados y abarca el periodo de producción de los campos a largo plazo.

Según datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) con corte a junio de 2024, se encontraban vigentes 195 programas de aprovechamiento dentro de los planes de desarrollo. De estos, 113 programas lograron cumplir metas de aprovechamiento superiores o iguales al 98%, reflejando un manejo eficiente del gas natural en una parte significativa de los proyectos en operación. Sin embargo, 82 programas aún presentan áreas de mejora, evidenciando que existe un margen considerable para optimizar su aprovechamiento.<sup>23</sup>

Según el reporte de aprovechamiento de Gas Natural Asociado emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de los 2,705 MMPCD producidos en esa fecha, 256.85 MMPCD no fueron aprovechados. De este volumen no aprovechado 209 MMPCD se deben principalmente a cuatro programas, correspondientes a los Campos Ku, Maloob, Zaap y Akal, los cuales tuvieron un aprovechamiento del 71%, 79%, 81% y 93%, respectivamente.

En la **Figura 9** se muestran todos los programas vigentes a junio de 2024 en función de su margen de aprovechamiento y a su volumen de gas no aprovechado.

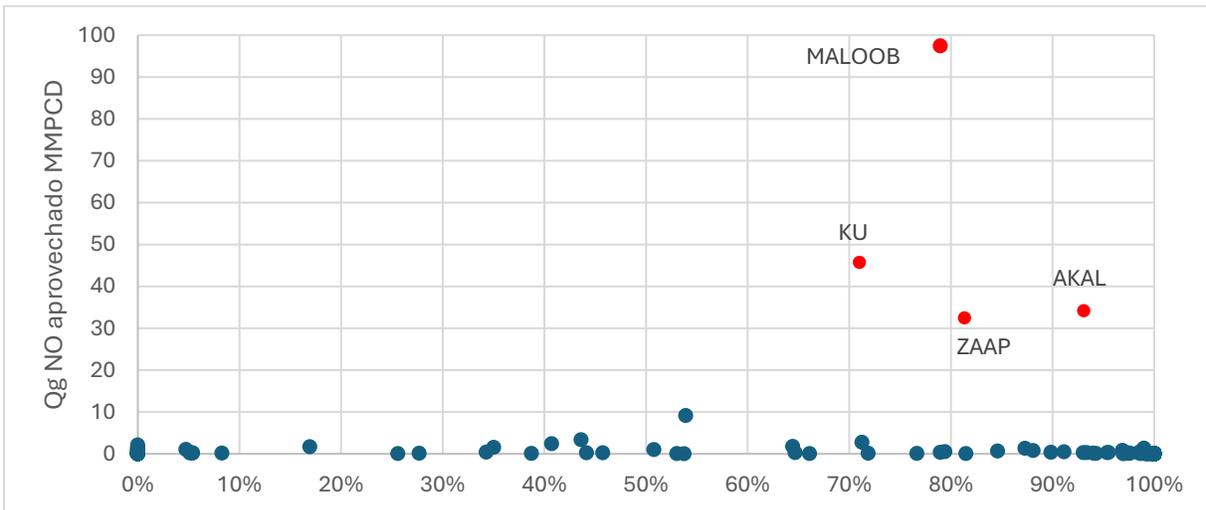


Figura 99 Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, junio 2024. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

<sup>23</sup> Aprovechamiento de Gas Natural Asociado 2024, CNH

## APROVECHAMIENTO POR CAMPO

En este capítulo se analiza la eficiencia en el aprovechamiento de Gas Natural asociado en los diferentes campos y asignaciones que cuentan con un programa de aprovechamiento de Gas Natural en la fase de Desarrollo, clasificándolos según su porcentaje de aprovechamiento.

Este análisis es fundamental para comprender cómo se gestionan los recursos en los yacimientos y qué estrategias predominan en cada rango de eficiencia. Los datos utilizados corresponden a junio de 2024 y han sido obtenidos del portal de la CNIH<sup>24</sup>.

Los campos se encuentran divididos en cinco secciones, organizados de acuerdo con los porcentajes de aprovechamiento de gas natural asociado:

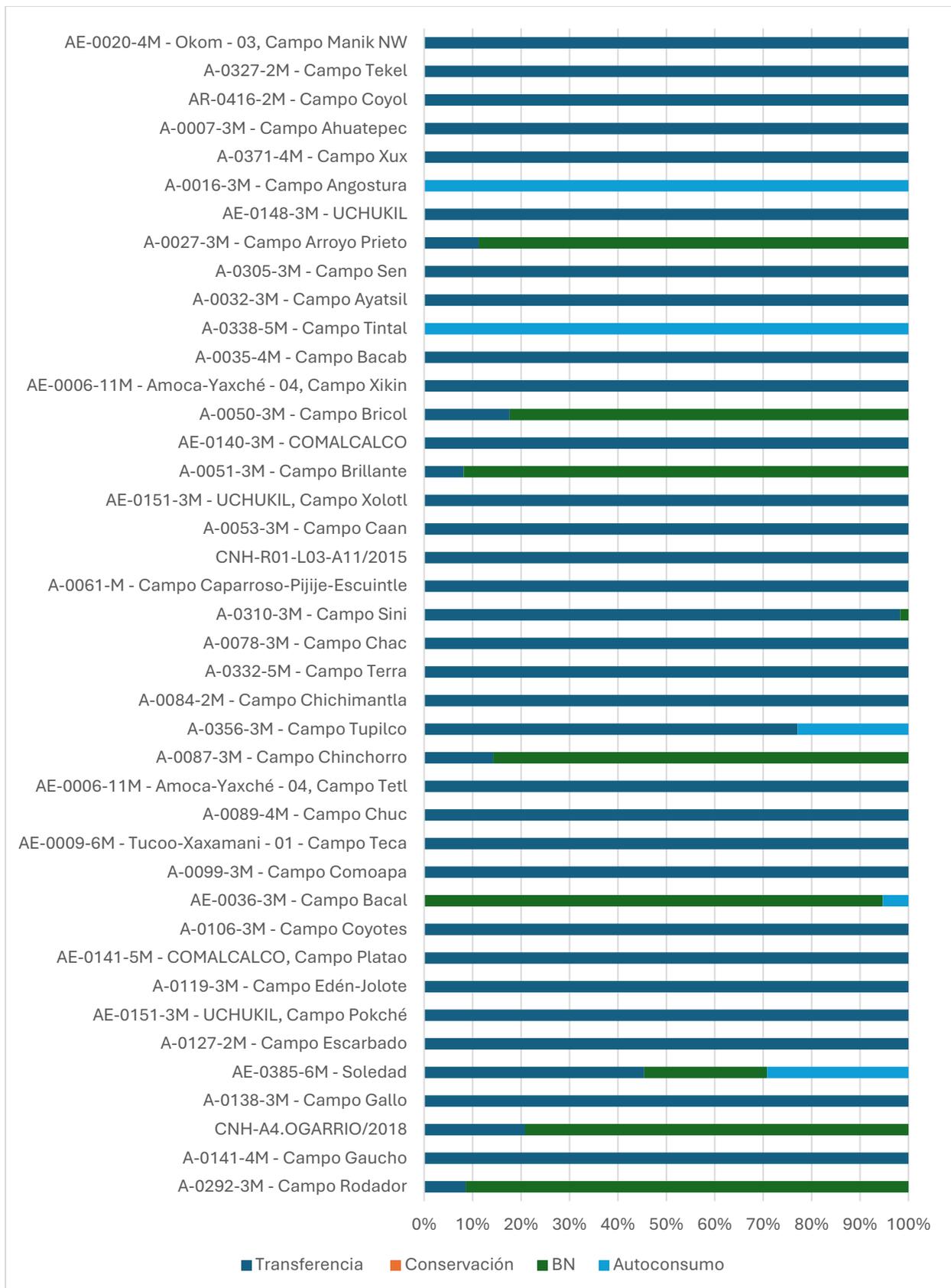
1. **Entre el 98% y el 100%:** Para los campos que destacan por su máxima eficiencia, mostrando un manejo casi completo del gas natural asociado.
2. **Entre el 75% y el 97%:** Para los campos con una gestión eficiente, pero con ciertas limitaciones en su aprovechamiento total.
3. **Entre el 50% y el 74%:** Para los campos de eficiencia moderada, donde existen oportunidades significativas de mejora.
4. **Entre el 25% y el 49%:** Para los campos con baja eficiencia.
5. **Menor al 25%:** Finalmente, los campos con los niveles más bajos de aprovechamiento.

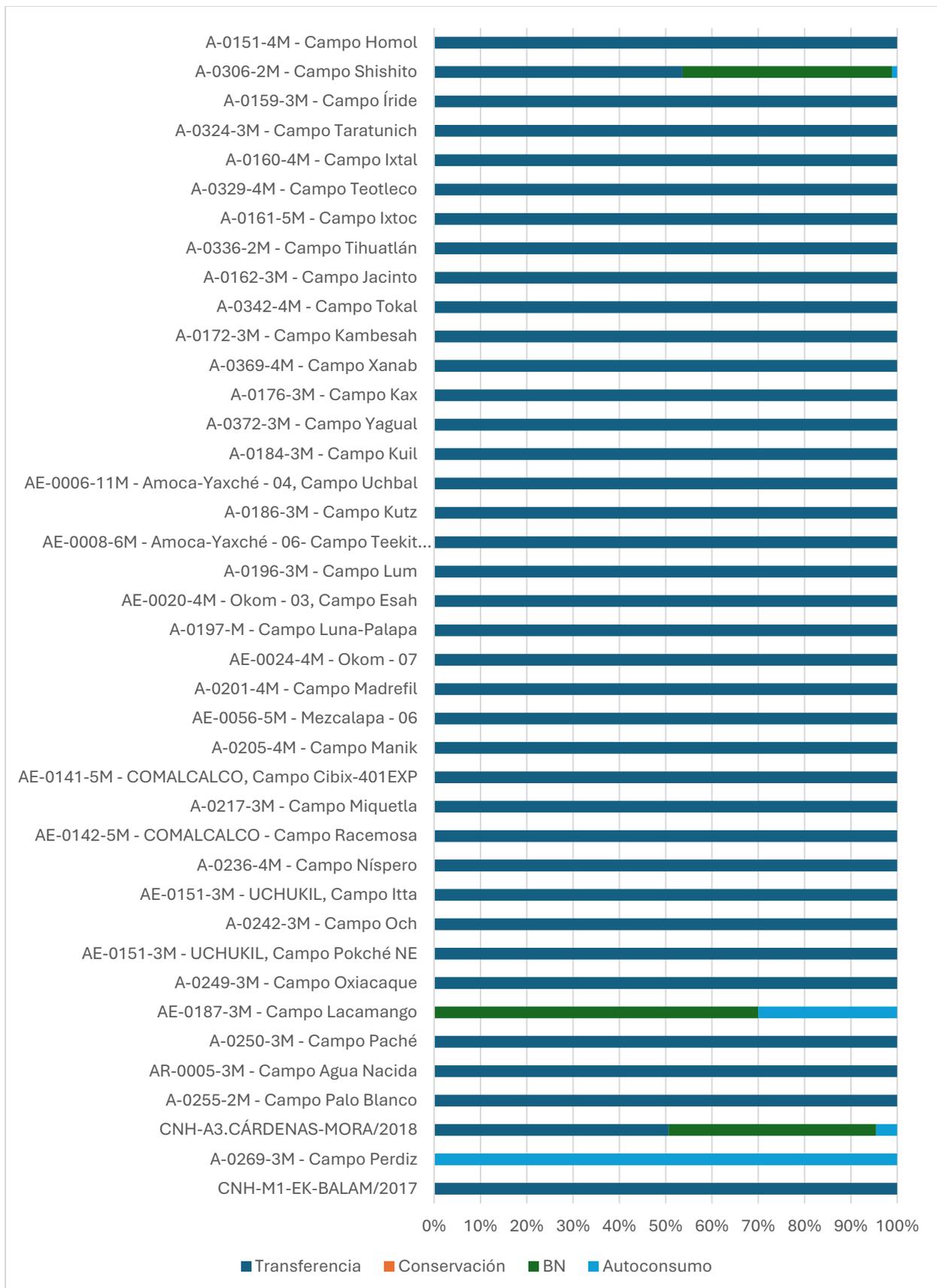
Estas clasificaciones permitirán identificar las tendencias predominantes en cada rango de eficiencia, proporcionando un panorama integral sobre el manejo del Gas Natural.

Los 195 programas de aprovechamiento produjeron 2,705 MMPCD a junio 2024, de los cuales 113 programas destacan por su máxima eficiencia ya que cuentan con un Margen de Aprovechamiento de Gas mayor o igual al 98%, dichos programas produjeron 1,268 MMPCD de los cuales se aprovecharon 1,265 MMPCD, de entre las diversas formas en las que se puede aprovechar el gas, la transferencia destaca como la principal forma de aprovechamiento que existe entre los campos. En la **Figura 10**, se muestran las formas y la proporción en la que han aprovechado este gas hidrocarburo los programas.

---

<sup>24</sup> Recuperado el 20/Febrero/2025 del portal <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>





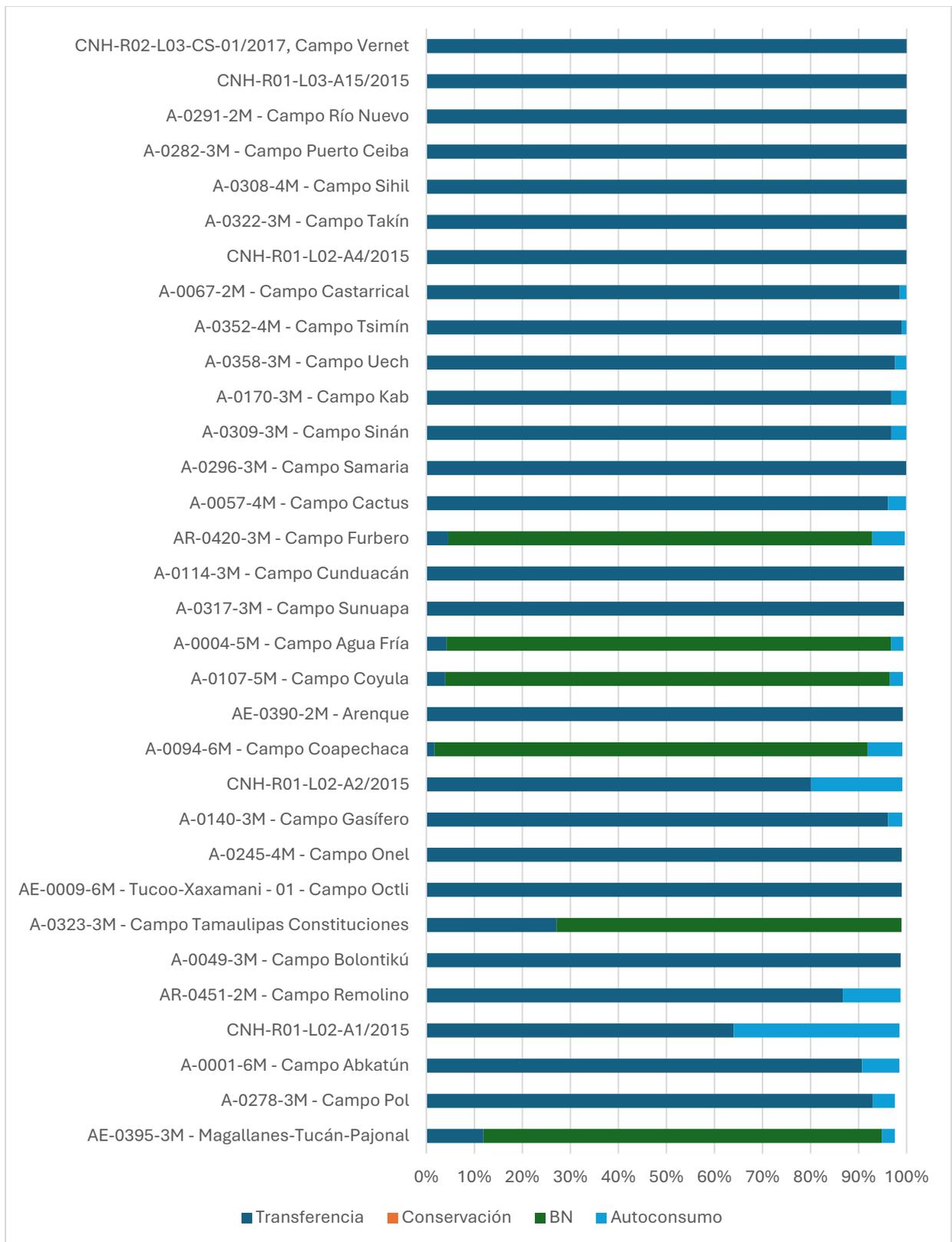


Figura 100. Campos con aprovechamiento mayor o igual al 98%. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

Para los campos con un Margen de Aprovechamiento entre 75% y 97% destacan 21 programas, que en conjunto produjeron 1,213 MMPCD de los cuales se aprovecharon 1,042 MMPCD, esto representa el 86% del gas producido. En estos programas destaca una gestión eficiente en los cuales a pesar de que el aprovechamiento es mixto, la transferencia sigue predominando como la principal forma de aprovechamiento. En la **Figura 11** se muestran el aprovechamiento de estos campos.

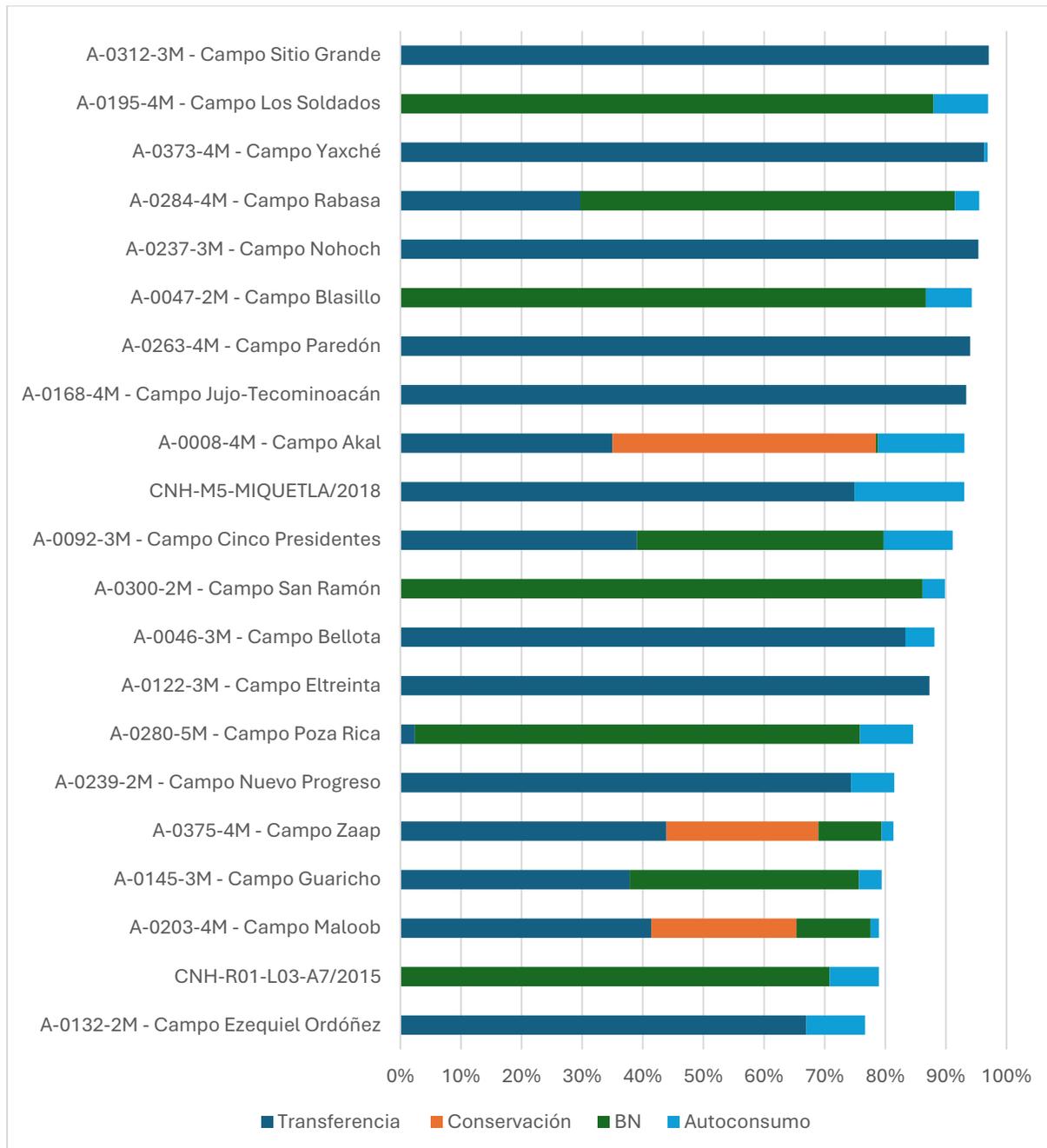


Figura 111 Campos con aprovechamiento entre 75% y 97%. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

Para los campos con eficiencia moderada con un Margen de Aprovechamiento entre 50% y 74% existen 10 programas, los cuales en conjunto produjeron 195 MMPCD de los cuales se aprovecharon 134 MMPCD lo cual representa el 69% del gas producido. En estos programas se aprecia que la transferencia aún figura como la principal forma de aprovechamiento, aunque en casos como KU la conservación figura de manera importante. En la **Figura 12** se muestran el aprovechamiento de estos campos.

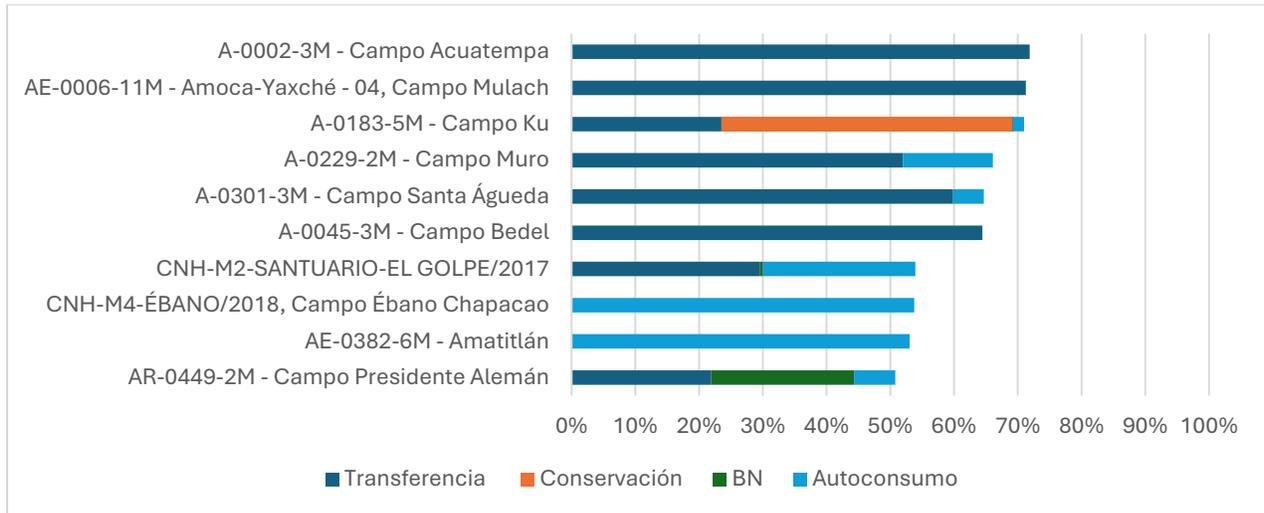


Figura 122. Campos con aprovechamiento entre 50% y 74%. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

Para los campos de baja eficiencia y con un Margen de Aprovechamiento entre 25% y 49% existen 9 programas con un aprovechamiento mixto los cuales en conjunto produjeron 13 MMPCD de los cuales se aprovecharon 5 MMPDC lo que representa el 41% del gas producido. En la **Figura 13** se muestran el aprovechamiento de estos campos.

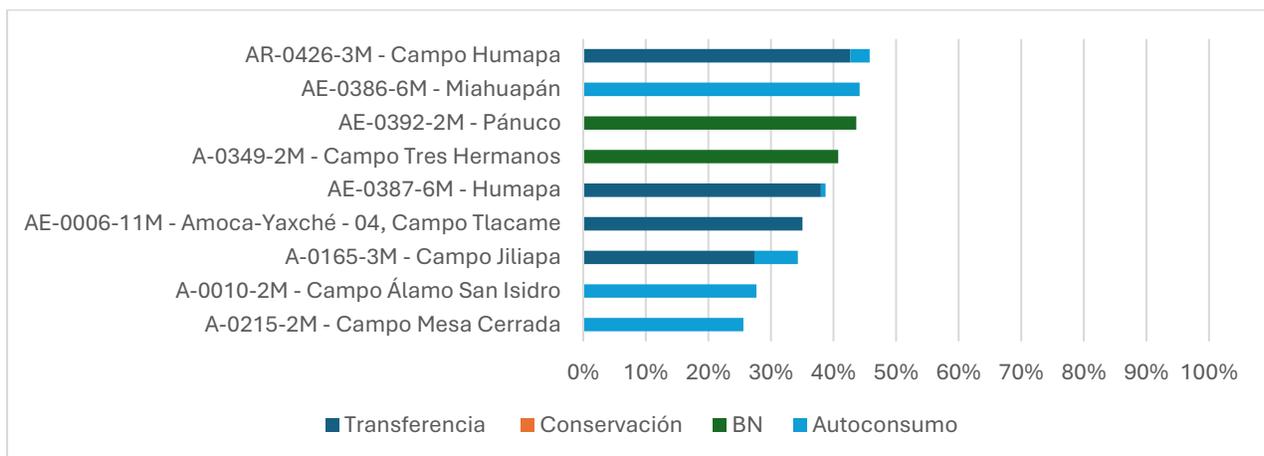


Figura 133 Campos con aprovechamiento entre 25% y 49%. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

Para los campos con los niveles más bajos de aprovechamiento los cuales oscilan entre el 25% y 1%, resaltan 6 programas en los cuales sus bajos niveles de aprovechamiento son destinados al autoconsumo. Dichos programas en conjunto producen 3.8 MMPCD de los cuales se aprovecharon 0.43 MMPCD lo que representa el 11% de la producción. En la **Figura 14** se muestran el aprovechamiento de estos campos.

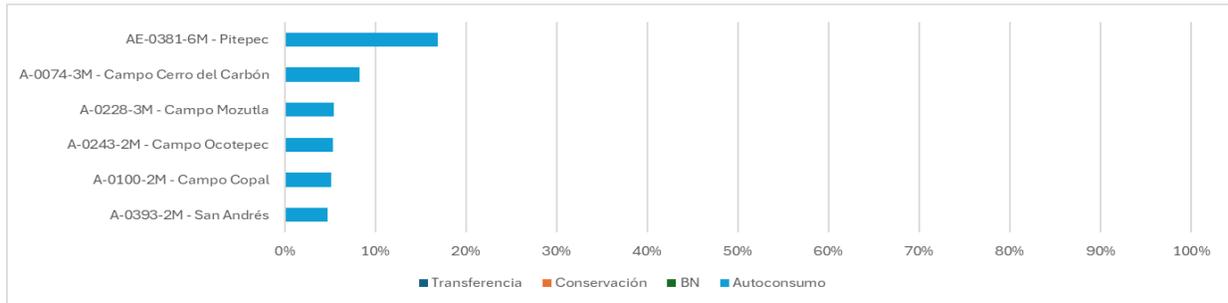


Figura 144 Campos con aprovechamiento menor al 25%. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

Adicionalmente en la **Tabla 3** se enlistan 44 programas que reflejan un aprovechamiento del 0%, los cuales tienen una producción en conjunto de 11.10 MMPCD

A-0298-3M - Campo San Diego Chiconcillo	A-0104-M - Campo Costero
A-0320-3M - Campo Sur de Amatlán	CNH-R01-L03-A24/2016
A-0330-3M - Campo Tepetate Norte Chinampa	A-0166-2M - Campo José Colomo
A-0006-3M - Campo Aguacate	AE-0151-3M - UCHUKIL, Campo Tlamatini
A-0376-2M - Campo Zacamixtle	A-0275-3M - Campo Platanal
A-0286-3M - Campo Rancho Nuevo	A-0042-3M - Campo Batab
A-0315-2M - Campo Solís Tierra Amarilla	A-0152-2M - Campo Horcón
A-0347-3M - Campo Toteco Cerro Azul	A-0174-3M - Campo Kanaab
CNH-M4-ÉBANO/2018	AE-0151-3M - UCHUKIL, Campo Tlakati
CNH-R01-L03-A25/2015	AR-0502-M - Campo Pital y Mozutla
AE-0339-3M - Campo Tiumut	A-0262-2M - Campo Papantla
AE-0394-3M - Tierra Blanca	AR-0503-2M - Campo Pitahaya
AE-0142-5M - COMALCALCO - Campo Xinich	A-0264-4M - Campo Pareto
A-0319-3M - Sur Chinampa Norte de Amatlán	AE-0009-6M - Tucoo-Xaxamani, Campo Cahua
CNH-R02-L03-VC-01/2018	A-0216-3M - Campo Miahupán
A-0361-2M - Campo Utsil	AE-0389-2M - Altamira
A-0090-3M - Campo Chuhuk	A-0313-2M - Campo Soledad
A-0029-2M - Campo Artesa	A-0227-3M - Campo Moralillo
A-0298-3M - Campo San Diego Chiconcillo	A-0376-2M - Campo Zacamixtle
A-0320-3M - Campo Sur de Amatlán	A-0286-3M - Campo Rancho Nuevo
A-0330-3M - Campo Tepetate Norte Chinampa	A-0315-2M - Campo Solís Tierra Amarilla
A-0006-3M - Campo Aguacate	A-0347-3M - Campo Toteco Cerro Azul

Tabla 3 Programas con un margen de aprovechamiento del 0%. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

## Por provincia

Ya que se ha analizado el aprovechamiento de Gas Natural por campo es necesario ahora discretizar cual ha sido la variación en el aprovechamiento por provincia petrolera, por lo cual en la **Figura 15** se muestra la evolución que tuvo el aprovechamiento de Gas Natural durante el periodo 2021 a junio de 2024 dentro de las tres principales provincias petroleras: Cuencas del Sureste, Tampico-Misantla y Veracruz.

Durante este período, se observa un incremento global del 5.2% en el aprovechamiento total de gas natural pasando de 85.3% a 90.5% este aumento se debe, principalmente, al crecimiento en el porcentaje de aprovechamiento en la provincia cuencas del sureste, que experimentó un alza del 6%.

Por otro lado, el aprovechamiento en la cuenca de Veracruz registró una tendencia descendente del 10%. La tendencia general, representada por una línea púrpura, destaca un crecimiento sostenido en el aprovechamiento total, mientras que las barras desglosan los cambios específicos por cuenca. Este análisis evidencia un desarrollo heterogéneo entre las regiones, impulsado por diferencias en el desempeño de las infraestructuras y recursos locales.

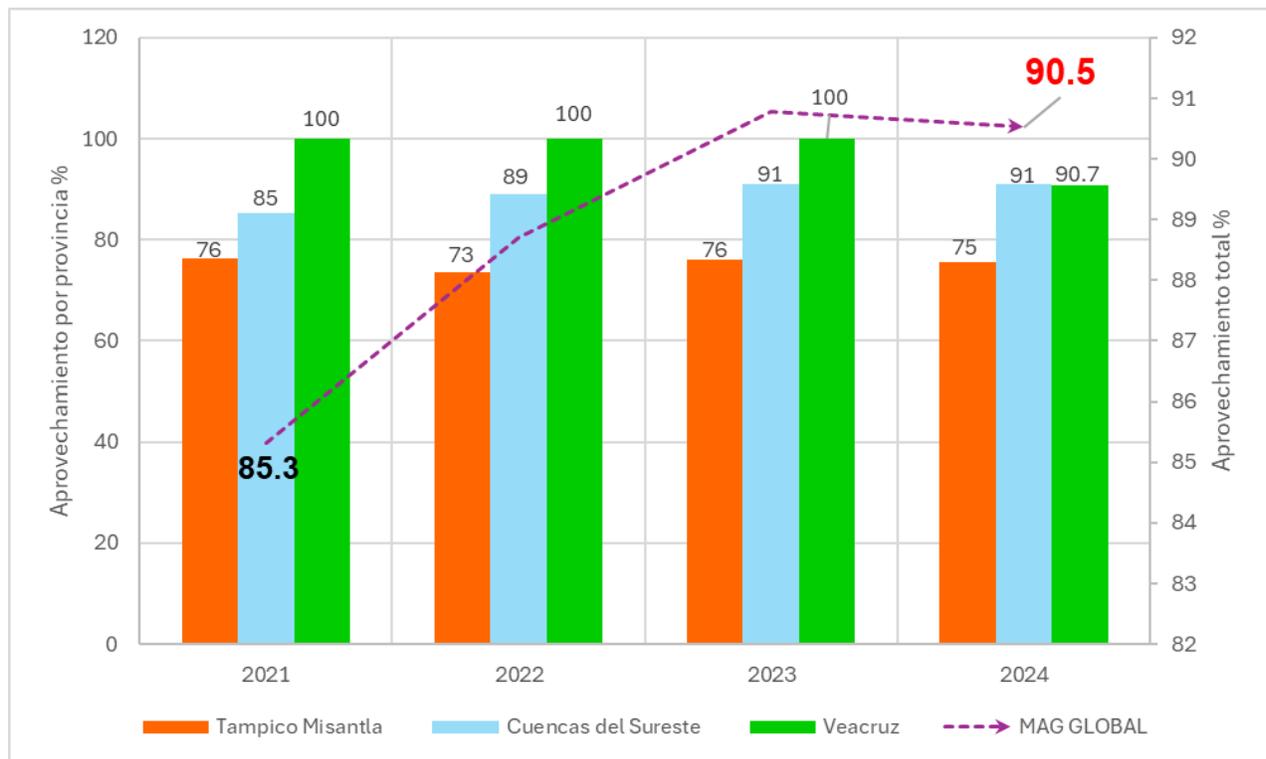


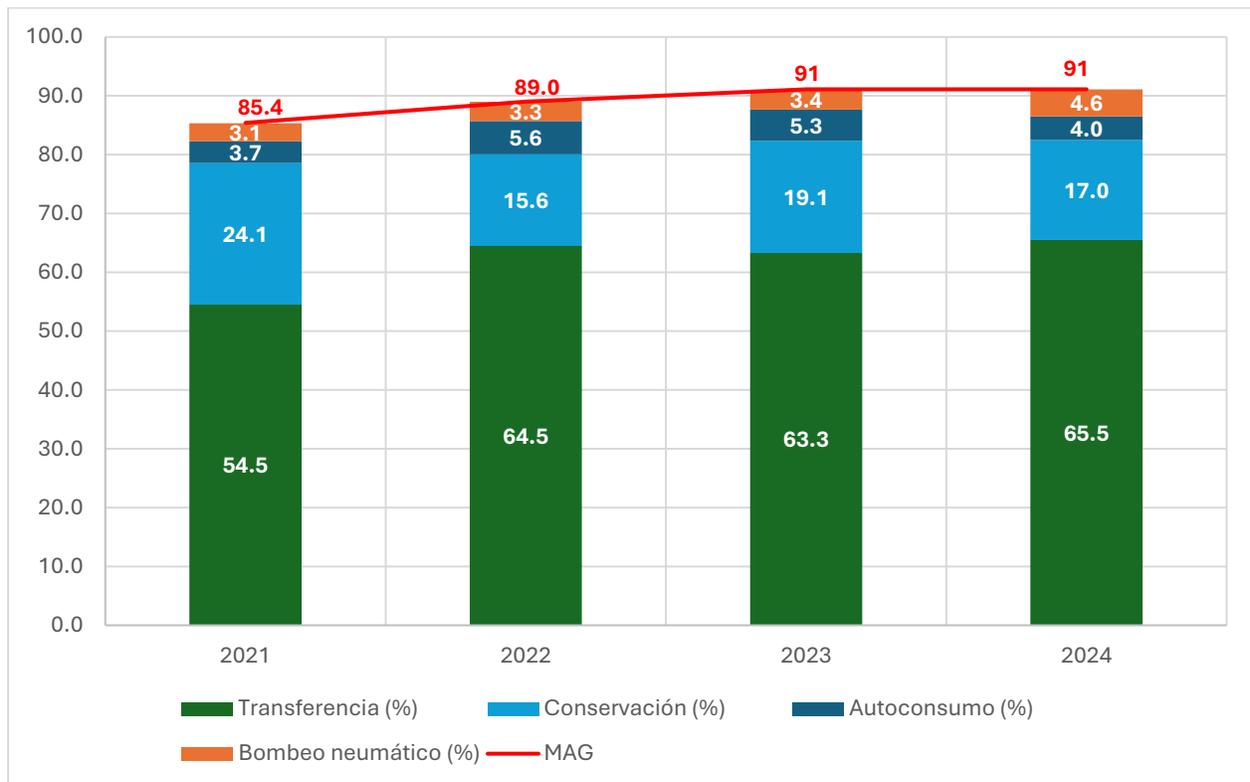
Figura 155 Aprovechamiento por cuenta en el periodo 2021-2024. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

## Cuencas del Sureste

La **Figura 16** ilustra la evolución en el Margen de Aprovechamiento de Gas (MAG) en la provincia Cuencas del Sureste entre los años 2021 y 2024. Durante este período, se observa un incremento sostenido en el MAG, pasando de un 85.4% en 2021 a un 91% en 2024, lo que refleja una mejora en la eficiencia de las operaciones.

En cuanto a las formas de aprovechamiento, el porcentaje destinado a transferencia aumentó significativamente en un 11%, consolidándose como la forma de aprovechamiento con la mayor proporción en los 4 años, mientras que el bombeo neumático y el autoconsumo presentaron ligeros ajustes.

Por otro lado, el porcentaje de conservación tuvo importantes variaciones, consolidándose con un 17% en 2024. Esta información resalta cómo la provincia Cuencas del Sureste ha priorizado la transferencia como estrategia principal, reflejando un enfoque en optimizar el uso del gas y reducir pérdidas.



CDS	MAG (%)	Autoconsumo (%)	BN (%)	Transferencia (%)	Conservación (%)
2024	91%	4%	4.6%	65.5%	17%
2023	91%	5.3%	3.4%	63.3%	19.1%
2022	89%	5.6%	3.3%	64.5%	15.6%
2021	85.4%	3.7%	3.1%	54.5%	24.1%

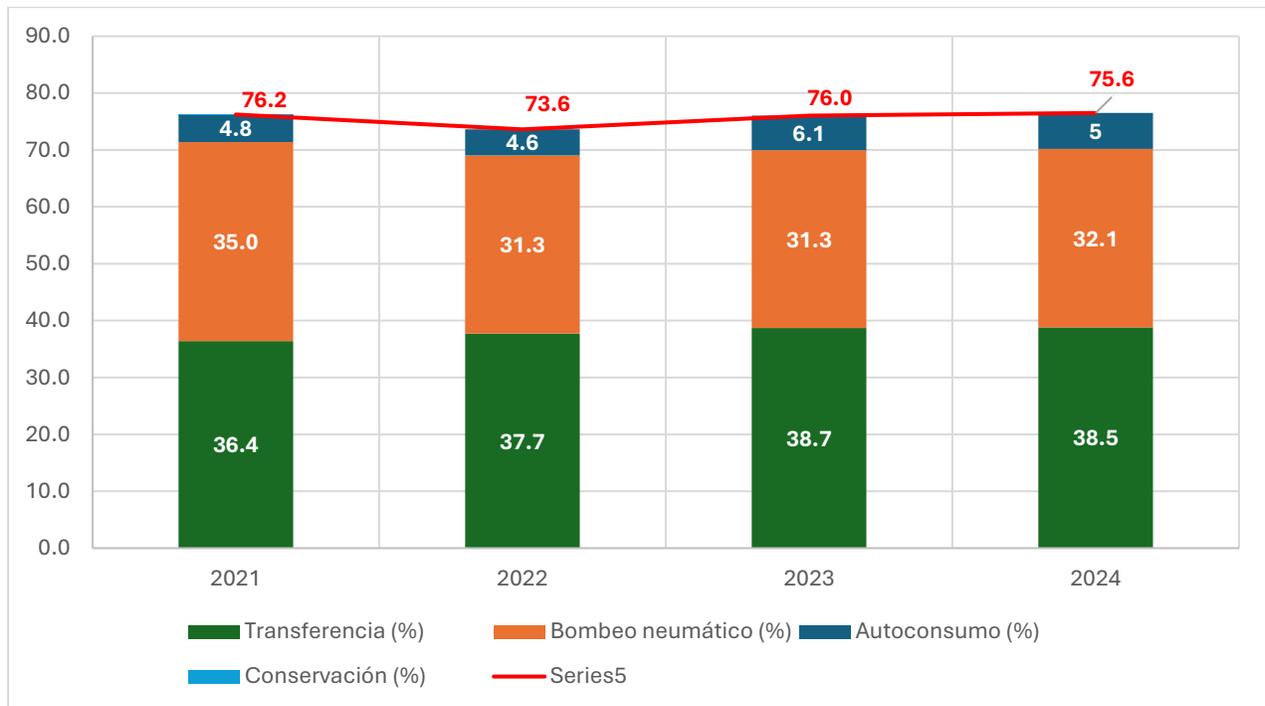
Figura 166 Aprovechamiento en la Cuenca del Sureste entre 2021 y 2024. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

## Tampico - Misantla

Por otra parte, la evolución en el Margen de Aprovechamiento de Gas (MAG) en la cuenca Tampico-Misantla entre 2021 y 2024 se mantuvo estable con una ligera variación del 0.6%, ya que pasó del 76.2% en 2021 al 75.6% en 2024, reflejando una tendencia estable en el aprovechamiento.

Dentro de las formas de aprovechamiento, para junio de 2024 la transferencia y el bombeo neumático mantienen una participación significativa con el 38.5% y 32.1% respectivamente. Por su parte el autoconsumo se mantiene estable con un 5%.

Estos datos reflejan un esfuerzo sostenido por diversificar y mejorar el manejo de gas en esta cuenca, con un énfasis en aumentar tanto la eficiencia como el autoconsumo. En la **Figura 17** se muestra el comportamiento de la cuenca.



Tampico Misantla	MAG (%)	Autoconsumo (%)	Bombeo neumático (%)	Transferencia (%)	Conservación (%)
2024	75.6%	5%	32.1%	38.5%	0.0%
2023	76%	6.1%	31.3%	38.7%	0.0%
2022	73.6%	4.6%	31.3%	37.7%	0.0%
2021	76.2%	4.8%	35%	36.4%	0.0%

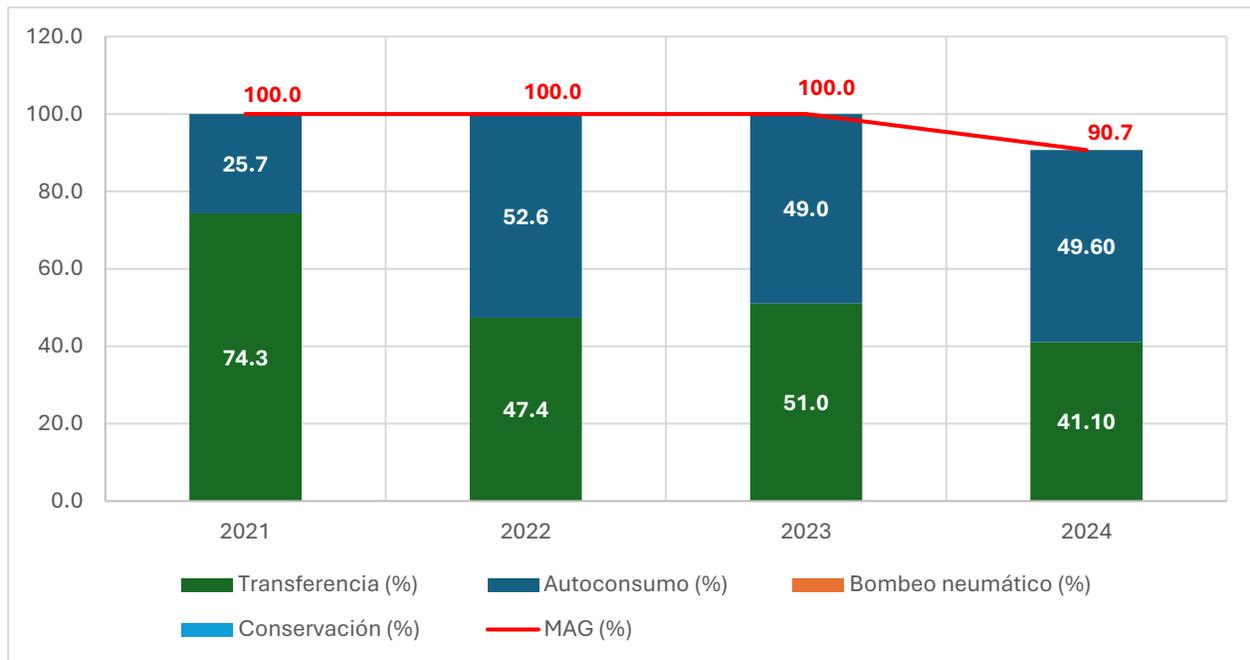
Figura 177 Aprovechamiento en la cuenca Tampico – Misantla entre 2021 y 2024. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

## Veracruz

Por último, en la **Figura 18** se muestra la evolución que tuvo el Margen de Aprovechamiento de Gas (MAG) en la cuenca de Veracruz entre 2021 y 2024. Durante este período, el MAG disminuyó, pasando del 100% en 2021 al 90.7% en 2024, lo que evidencia complicaciones en la eficiencia del aprovechamiento.

La transferencia, que inicialmente representaba el 74.3% en 2021, disminuyó al 41.1% para 2024, mientras que el autoconsumo aumentó significativamente, pasando de un 25.7% hasta alcanzar un 49.6% para el mismo periodo. Cabe destacar que el bombeo neumático permaneció en 0% durante todo el periodo, y no se registraron aportes en la categoría de conservación.

Este cambio en la distribución sugiere un desplazamiento hacia un mayor autoconsumo, casi a la par de la transferencia.



Veracruz	MAG (%)	Autoconsumo (%)	Bombeo neumático (%)	Transferencia (%)	Conservación (%)
2024	90.7%	49.6%	0%	41.1%	0%
2023	100%	49%	0%	51%	0%
2022	100%	52.6%	0%	47.4%	0%
2021	100%	25.7%	0%	74.3%	0%

Figura 1818 Aprovechamiento en la cuenca de Veracruz entre 2021 y 2024. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

## Por operador petrolero

En lo que respecta al aprovechamiento por operador petrolero, a junio de 2024 de los 15 operadores que se incluyen en los programas de aprovechamiento de gas natural asociado solo 10 de ellos aprovechan más del 90%. La **Figura 19** ilustra el aprovechamiento desglosado en las categorías de transferencia, bombeo neumático, autoconsumo y conservación.

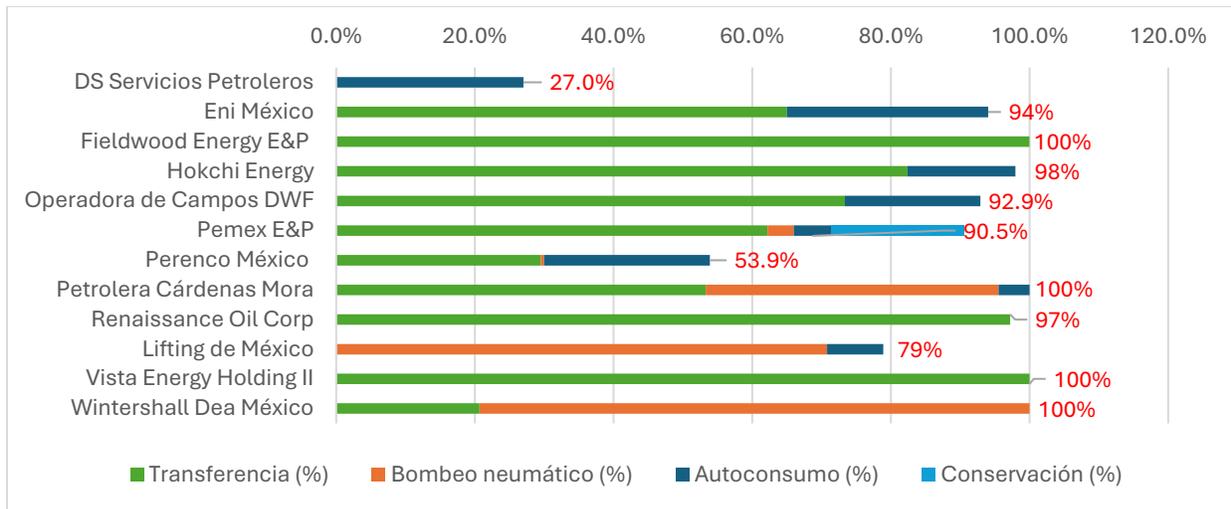


Figura 19 Aprovechamiento por operador petrolero en 2024. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

En general, la **Figura 19** permite identificar claramente a los Operadores con mejores resultados y resalta oportunidades de mejora para aquellos con menores niveles de aprovechamiento. Además, refleja la heterogeneidad en el manejo del gas natural, donde algunos Operadores logran un aprovechamiento casi total mediante transferencia, mientras otros dependen más del autoconsumo.

Por otro lado, a través de **Tabla 4** se puede observar que, Pemex E&P a pesar de ser el mayor productor con 2,605.1 MMPCD, también presenta el mayor volumen de gas desaprovechado con 247.5 MMPCD, alcanzando un MAG del 91%. En contraste, operadores como Fieldwood Energy, Petrolera Cárdenas Mora, Vista Energy y Wintershall Dea México logran un MAG del 100%, lo que indica que aprovechan la totalidad del gas que producen.

Sin embargo, algunos operadores muestran niveles bajos de aprovechamiento, como DS Servicios Petroleros, con un MAG del 27% lo que sugiere que el gas producido no está siendo utilizado eficientemente.

Si bien estos datos permiten identificar qué operadores presentan los mayores niveles de desaprovechamiento, aún es necesario profundizar en el análisis para entender las razones detrás de estas cifras.

Factores como limitaciones de infraestructura, condiciones operativas o restricciones técnicas podrían estar influyendo en la capacidad de aprovechamiento de cada operador. En un análisis posterior, se podrá evaluar con mayor detalle qué factores están impactando estos niveles de eficiencia y qué estrategias podrían implementarse para mejorar la gestión del gas natural en cada caso.

<b>Operador</b>	<b>MAG %</b>	<b>Qg Producido MMPCD</b>	<b>Qg Desaprovechado MMPCD</b>
Pemex E&P	91	2,605.1	247.5
Perenco México	54	19.8	9.1
Eni México	94	24.7	1.5
DS Servicios Petroleros	27	1.5	1.1
Lifting de México	79	1.5	0.3
Op de campos DWF	93	3.3	0.2
Hokchi Energy	98	8.5	0.2
Renaissance Oil Corp	97	4.4	0.1
Bloque VC 01	0	0.1	0.1
Fieldwood Energy E&P	100	16.4	0.0
Petrolera Cárdenas Mora	100	10.3	0.0
Vista Energy Holding II	100	0.0	0.0
Wintershall Dea Méx.	100	10.2	0.0

*Tabla 4 Aprovechamiento de Gas Natural por operador petrolero. Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)*

## **Capítulo 3. Factores Técnicos y Operativos que Limitan el Aprovechamiento del Gas Natural**

El manejo eficiente del gas natural en el sector upstream depende en gran medida de la infraestructura disponible para su producción, recolección, procesamiento y transporte. En México, existen diversas instalaciones clave, tanto en la región terrestre como en la marina, que desempeñan un papel fundamental en la optimización del aprovechamiento del gas natural.

Este capítulo analiza la infraestructura existente en el sector upstream, detallando su distribución en la región terrestre y marina. Se estudian las instalaciones estratégicas, como baterías de separación, centros de proceso, estaciones de compresión y gasoductos, que permiten el manejo eficiente del gas natural. Además, se identifican los principales desafíos que enfrentan los campos con bajos niveles de aprovechamiento.

El objetivo de este capítulo es determinar las principales barreras técnicas y operativas que limitan el aprovechamiento del gas en los campos con mayor desaprovechamiento, con el fin de proponer acciones que permitan optimizar su aprovechamiento.

## INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL GAS NATURAL

El aprovechamiento de Gas Natural está determinado por una serie de factores técnicos, económicos y operativos. En particular, los campos con menores porcentajes de aprovechamiento enfrentan limitaciones en su infraestructura para el manejo del gas, lo que impacta su comercialización y obliga a recurrir a estrategias alternativas como la reinyección o, en el peor de los casos, la destrucción controlada.

A nivel internacional, la industria energética se divide en tres grandes sectores: Upstream, Midstream y Downstream. El Upstream abarca las actividades de exploración y producción, mientras que el Midstream se enfoca en el procesamiento, transporte y almacenamiento del gas natural. Finalmente, el Downstream cubre la comercialización y distribución del producto final.<sup>25</sup>

En México, la infraestructura del sector Upstream está conformada por una red de 8,930 km de ductos, de los cuales 5,917 km corresponden a gasoductos y 3,013 km a oleogasoductos<sup>26</sup>. Esta infraestructura es fundamental para transportar el gas natural desde los pozos hasta los centros de procesamiento, ya sea en la región marina o en la región terrestre.

Por otra parte, dado que una parte significativa de la producción de gas en México proviene de la Sonda de Campeche y Tabasco, existen instalaciones estratégicas que juegan un papel clave en el acondicionamiento, almacenamiento, distribución y comercialización del gas natural y otros hidrocarburos entre las cuales destacan:

---

<sup>25</sup> El sector de Gas Natural, Comisión Nacional de Hidrocarburos

<sup>26</sup> Con información de Comisión Nacional de Hidrocarburos, mapa de hidrocarburos.

**Terminal Marítima Dos Bocas y Batería de Separación Litoral:** Reciben hidrocarburos de los campos marinos en la Sonda de Campeche y Tabasco, los acondicionan, almacenan y distribuyen a nivel nacional e internacional, además de proveer insumos y servicios a las operaciones marinas.

**Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta (CPTGA):** Su función principal es la recompresión del gas amargo proveniente de plataformas marinas, recibiendo hasta 900 millones de pies cúbicos diarios. Desde ahí, el gas es transportado hacia los Centros Procesadores de Gas (CPG), como Cd. PEMEX y Nuevo PEMEX. Además, el CPTGA transporta gas residual de vuelta a las plataformas marinas y separa y bombea los condensados amargos hacia las plantas de líquidos en Nuevo PEMEX.

**Centros de Proceso en la Región Marina:** Se encargan de procesar el crudo extraído de los campos marinos, realizando la separación de la mezcla en gas, agua y aceite. Además, acondicionan los hidrocarburos para su transporte hacia refinerías, baterías de separación y complejos procesadores de gas.

**Baterías de Separación:** Facilitan la separación inicial de los hidrocarburos extraídos, separando gas, agua y aceite para su posterior procesamiento o transporte.

**Estaciones de Compresión:** Aumentan la presión del gas natural para su transporte eficiente a través de gasoductos, asegurando el flujo continuo hacia centros de procesamiento o distribución.

Estas instalaciones son fundamentales para el transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos en México, además de proveer el soporte necesario para la explotación de los yacimientos en las regiones marinas y terrestres. La correcta operación y expansión de esta infraestructura resulta clave para aumentar el aprovechamiento del gas natural y reducir las pérdidas asociadas al bajo porcentaje de aprovechamiento.

En la **Figura 20** se muestran estas instalaciones clave. Bajo esta estructura, este capítulo se enfoca en el análisis de la infraestructura marina y terrestre relacionada con los programas de aprovechamiento de gas natural, poniendo especial atención en aquellos campos que presentan los menores porcentajes de aprovechamiento. En particular, se han seleccionado los campos Ku, Maloob, ZAAP, Akal, Santuario, El Golpe y Pánuco debido a que en conjunto concentran el 86.5% del total de gas quemado. De los 256.85 MMpcd de gas natural que actualmente no se aprovechan a nivel nacional, 222.19 MMpcd provienen específicamente de estos campos, lo que los convierte en sitios estratégicos para mejorar significativamente el aprovechamiento del gas natural. Para facilitar el análisis, el estudio divide estos campos en dos regiones principales:

- **Región Terrestre:** Asignación de exploración AE-0392-2M-PÁNUCO y Campos Santuario - El Golpe del Contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017.
- **Región Marina:** Campos Ku, Maloob, Zaap, Akal y Mulach, todos correspondientes a Asignaciones.

A través de este análisis, se busca comprender si el bajo aprovechamiento de estos campos, se debe a barreras que enfrentan en términos de infraestructura, así como las estrategias implementadas para mejorar el aprovechamiento del gas.

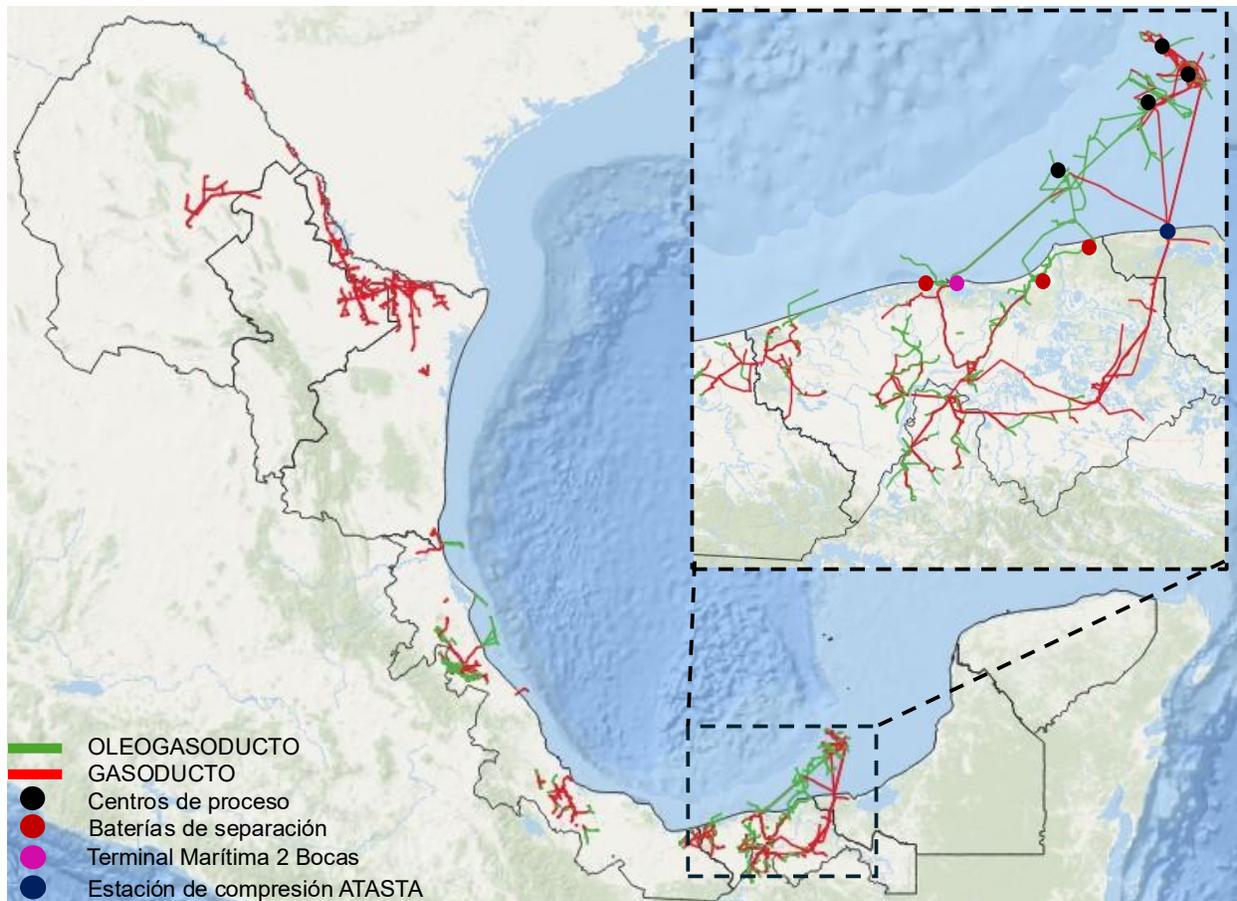


Figura 200 Principal infraestructura del sector UPSTREAM. Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Nacional de Hidrocarburos, Mapa de Hidrocarburos (<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>)

## REGIÓN TERRESTRE

En la región terrestre, el gas natural producido en los campos Santuario - El Golpe y en la Asignación Pánuco sigue diferentes rutas según su origen y la infraestructura disponible. Su manejo está condicionado por la capacidad de procesamiento en las estaciones de compresión y por la red de gasoductos que lo transportan hacia centros de procesamiento y consumo. La **Figura 21** muestra esta trayectoria.

En dicha infraestructura se observa que el gas extraído en el campo Santuario se dirige hacia la BS Santuario y la BS Santuario Noreste, mientras que en el campo El Golpe, el gas es procesado en la BS El Golpe. Adicionalmente, la Asignación AE-0392-2M-Pánuco está conectada al Centro de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao.

El gas extraído en estos campos es enviado a diversas instalaciones de procesamiento. La ECO El Golpe recibe gas tanto de Santuario como de El Golpe y fluye hacia la BS Tupilco para finalmente llegar a la ECO Castarrical, que a su vez canaliza el gas hacia la Bateria Litoral TMDB de la cual partirá ya sea, hacia el CPG Nuevo Pemex o el CPG Catus. También se observa la presencia de un gasoducto proyectado (línea roja punteada) que en el futuro conectará la ECO El golpe a la salida de la ECO Castarrical. Por otro lado, el gas de la Asignación AE-0392-2M-Pánuco es enviado al Centro de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao, desde donde se transporta hacia la Refinería Madero. El gasoducto futuro permitirá mejorar la conexión entre la ECO El Golpe y la ECO Castarrical, optimizando la transferencia y el procesamiento del gas en la región.

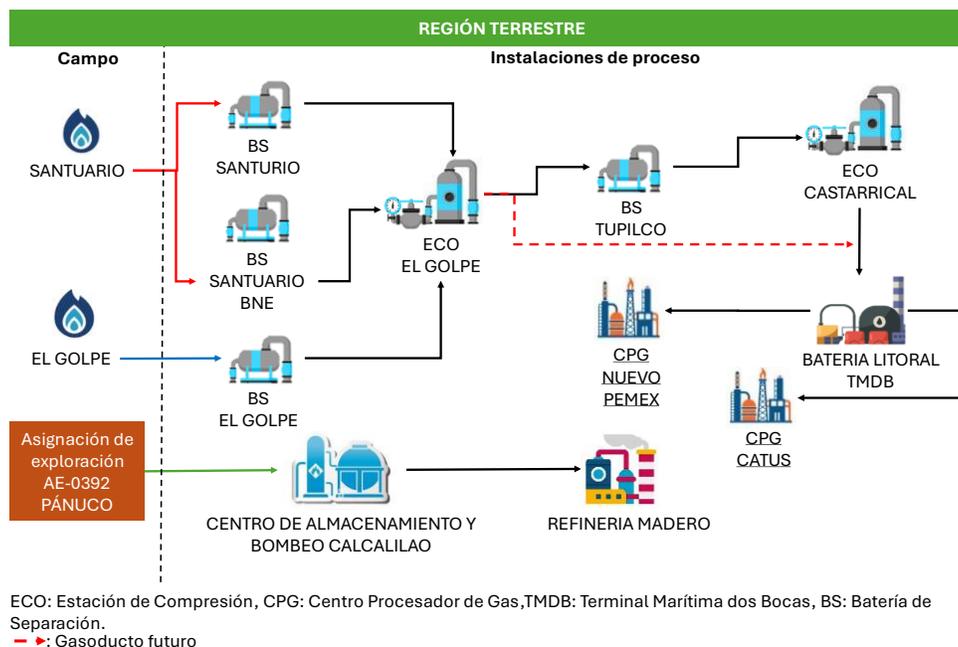


Figura 211 Infraestructura de la región terrestre para los campos santuario – el golpe y AE-0392-Pánuco. Fuente: Elaboración propia con información de sesiones del órgano de gobierno, Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://www.gob.mx/cnh/articulos/registro-publico>)

## **Campo PANUCO**

El bajo margen de aprovechamiento se debe a un alto contenido de CO<sub>2</sub>, con un promedio ponderado del 74.7%, lo que dificulta su procesamiento y comercialización. Además, la amplia dispersión geográfica de los pozos y estaciones de recolección, que abarcan aproximadamente 1,875 km<sup>2</sup>, complica la infraestructura necesaria para su manejo eficiente. A esto se suma su bajo poder calorífico, que oscila entre 120 y 300 BTU/ft<sup>3</sup>, clasificándolo como un gas no comercial de acuerdo con la NOM-001-SECRE-2010.

Para optimizar el aprovechamiento, se implementará la conversión de los sistemas artificiales de producción de Bombeo Neumático a Bombeo de Cavidades Progresivas, lo que permitirá una mayor eficiencia en la extracción. Además, se llevará a cabo el cierre de pozos productores con Bombeo Neumático que presenten menor producción, priorizando aquellos de menor rendimiento. Como parte de la estrategia para reducir la cantidad de gas no comercial, también se cerrarán los pozos gaseros productores de CO<sub>2</sub>, minimizando así la presencia de este compuesto en el flujo de producción.

El gas producido en Pánuco no se clasifica como gas natural, ya que está compuesto principalmente por CO<sub>2</sub> en lugar de metano. Para incinerarlo en las estaciones de recolección y separación, sería necesario agregar gas combustible, lo que representa un riesgo operativo.

## **Campo Santuario – El golpe**

Los campos Santuario y El Golpe operan bajo un contrato administrado por la empresa Perenco, quien entrega la totalidad de su producción de gas natural a Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (PEP). Sin embargo, PEP enfrenta limitantes en la capacidad de recepción debido a restricciones en la infraestructura de transporte y procesamiento. Particularmente, la Estación de Compresión Castarrical, operada por PEP, tiene una capacidad máxima de recepción de 13.5 MMpcd de gas, la cual es insuficiente para recibir la producción completa generada por Perenco. Además, la infraestructura aguas abajo de la Estación de Compresión El Golpe (ECO El Golpe) presenta problemas recurrentes de confiabilidad e integridad mecánica derivados de corrosión interna y fugas en los gasoductos.

Asimismo, los trabajos de rehabilitación de estos gasoductos han enfrentado retrasos por conflictos con propietarios de tierras, manteniendo una restricción significativa en el envío de gas, limitada actualmente a solo 2 MMpcd hasta diciembre de 2024. Este retraso también ha afectado la Meta de Aprovechamiento de Gas para 2024 debido a que la rehabilitación del gasoducto de 10 pulgadas limita adicionalmente el suministro de gas hacia la Batería de Separación Tupilco.

Para mejorar el aprovechamiento del gas en los campos Santuario y El Golpe, el Operador ha planteado la construcción de un nuevo gasoducto de exportación desde la ECO El Golpe hasta Castarrical, lo que permitirá incrementar la transferencia de gas hasta 24.9 MMpcd y alcanzar una Meta de Aprovechamiento de Gas del 98%. Además, se instalará un centro de generación eléctrica en Santuario Noreste para suministrar energía a los pozos de Santuario y Santuario Noreste.

La destrucción controlada del gas continuará hasta que se resuelvan las restricciones de infraestructura y transporte, lo cual se espera para 2029 con la entrada en operación del nuevo gasoducto de exportación. Mientras tanto, el bajo aprovechamiento de gas en 2024 persistirá debido a la limitación de envío de gas a 2 MMpcd y los retrasos en la rehabilitación del gasoducto de 10 pulgadas.

## REGIÓN MARINA

En cuanto a la infraestructura de la región marina, esta se encuentra concentrada en el Golfo de México el cual se divide en 3 regiones; Región Marina Norte (RMN), Región Marina Noreste (RMNE) y Región Marina Suroeste (RMSO).

Región Marina Norte: El territorio que se encuentra situado en el mar territorial y zona económica exclusiva. Colinda al norte con la frontera de los Estados Unidos de América, al sur con Veracruz, al poniente con Tamaulipas y al oriente con la Región Marina Suroeste. Su superficie se constituye en 3'689,873 (km<sup>2</sup>)<sup>27</sup>

Región Marina Suroeste: El territorio que se encuentra situado en aguas del Golfo de México y Mar Caribe, en el límite de costa de los municipios de Aguadulce y Coatzacoalcos, en el Estado de Veracruz, de Centla, Paraíso y Cárdenas, en el Estado de Tabasco, y Ciudad del Carmen, en el Estado de Campeche. Colinda al norte y al poniente con la Región Norte, al oriente con el Golfo de México y el Mar Caribe, al sur con la Región Marina Noreste. Su superficie se constituye en 324,148 (km<sup>2</sup>)<sup>28</sup>

Región Marina Noreste: El territorio que se encuentra situado en aguas del Golfo de México y Mar Caribe hasta la batimetría de los 500 metros. Colinda al norte, oriente y poniente con la Región Marina Suroeste. Su superficie se constituye en 189,056 (km<sup>2</sup>).<sup>29</sup>

La **Figura 22** muestra esta división, así como sus principales instalaciones.

---

<sup>27</sup> ESTATUTO ORGANICO DE PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCION, Diario Oficial de la Federación

<sup>28</sup> Ibidem

<sup>29</sup> Ibidem

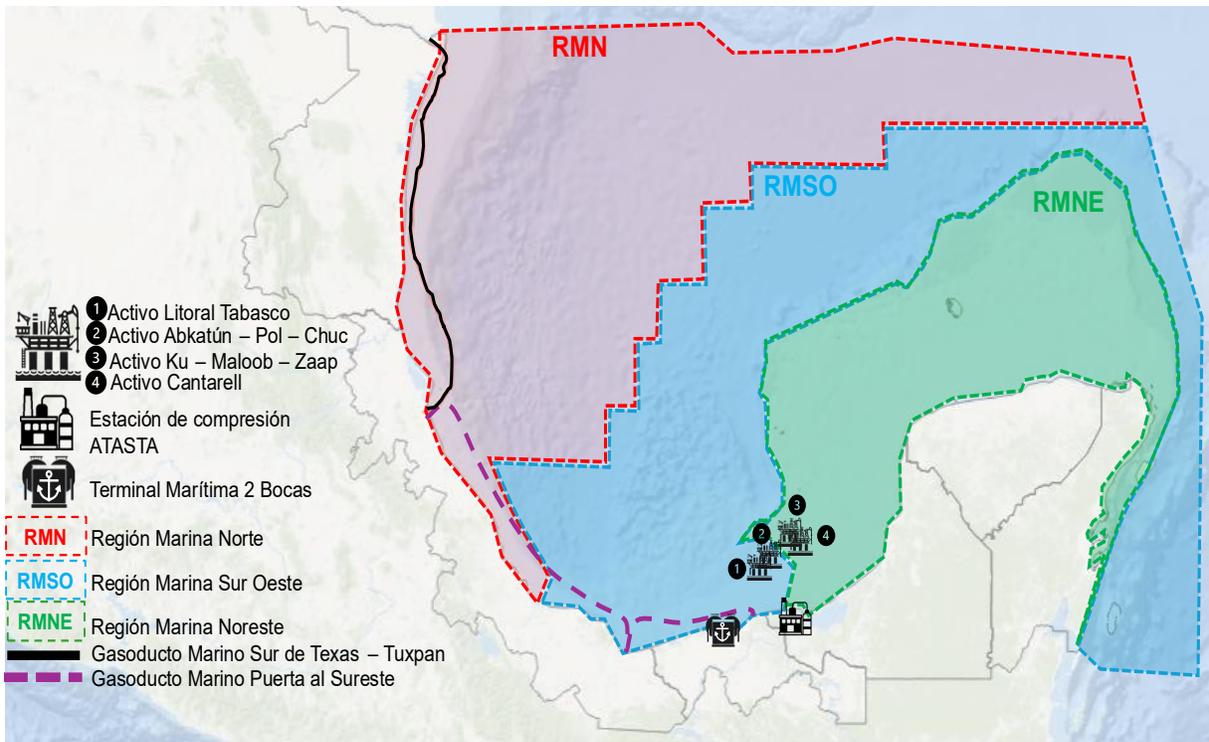


Figura 222 División de la región marina Golfo de México y principal infraestructura. Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Nacional de Hidrocarburos, Mapa de Hidrocarburos (<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>)

De las 3 regiones en las que se divide el Golfo de México las de mayor relevancia son la Región Noreste y Región Suroeste ya que al albergar en su mayoría las actividades de extracción y producción costa afuera han tenido un mayor desarrollo.

Adicionalmente la RMNE y RMSO contienen activos los cuales fungen como división interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración.<sup>30</sup> En la **figura 22** se muestran la ubicación de los 4 activos de producción.

Por lo anterior la Región Marina Noreste cuenta con 2 activos de producción KU-MALOOB-ZAAP Y CANTARELL los cuales cuentan con diversos centros de proceso que tienen como función principal procesar el crudo extraído de los campos cercanos separando la mezcla en gas, agua o aceite y acondicionarlos para su tratamiento, posible almacenamiento temporal y transporte a otras instalaciones como refinerías, baterías de separación, complejos procesadores de gas, etc.

<sup>30</sup> GLOSARIO DE TÉRMINOS PETROLEROS, Subsecretaría de hidrocarburos, Dirección general de exploración y extracción de hidrocarburos.

Estos centros están ubicados estratégicamente y son un eslabón fundamental en la cadena de valor de la industria petrolera. La **Figura 23** se muestra la infraestructura de la Región Marina Noreste

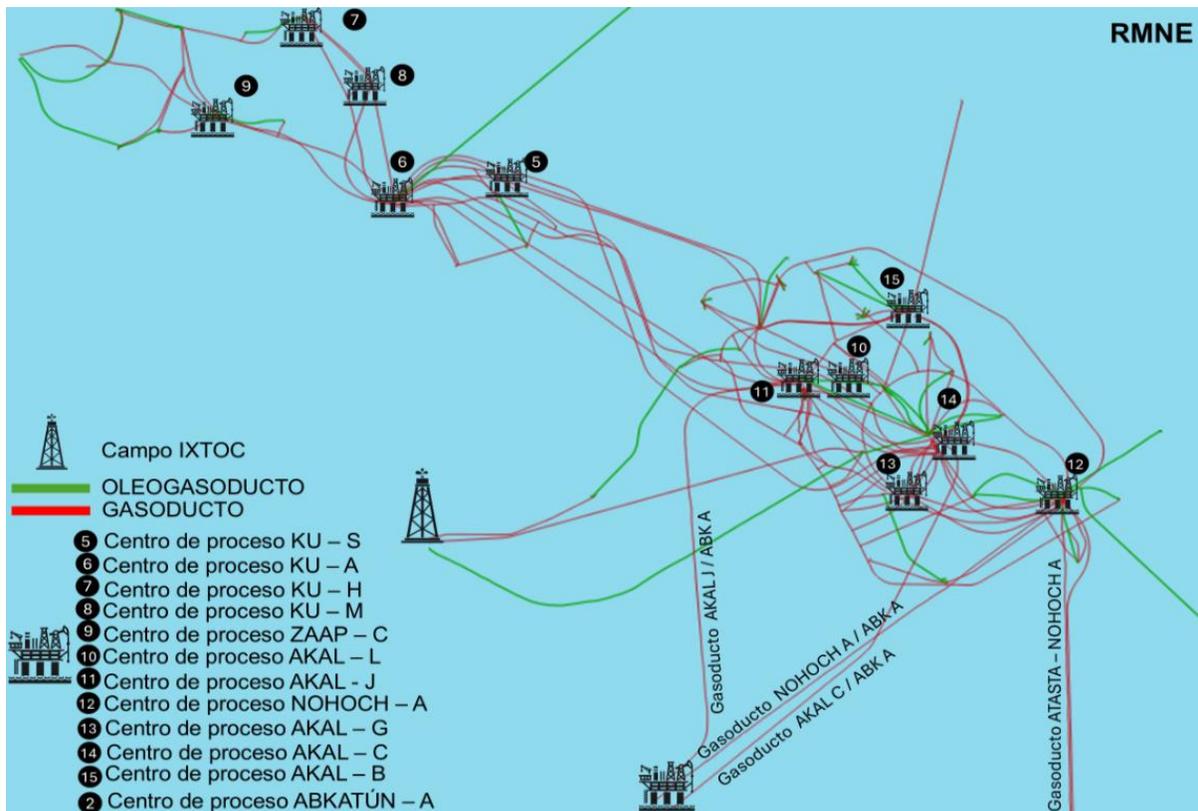


Figura 233 Infraestructura de la Región Marina Noreste. Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Nacional de Hidrocarburos, Mapa de Hidrocarburos (<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>)

En lo que respecta a la Región Marina Suroeste, esta cuenta con los activos de producción LITORAL TABASCO Y ABKATUN-POL-CHUC los cuales cuentan con 4 centros de proceso encargados de separar, procesar y acondicionar la producción de Gas Natural de dichos activos con la flexibilidad operativa de rebombar la producción de la RMNE para así hacer llegar la producción a tierra ya sea a la Terminal Marítima Dos Bocas, la estación de compresión ATASTA o a las baterías de separación como se muestra en la **Figura 24**.

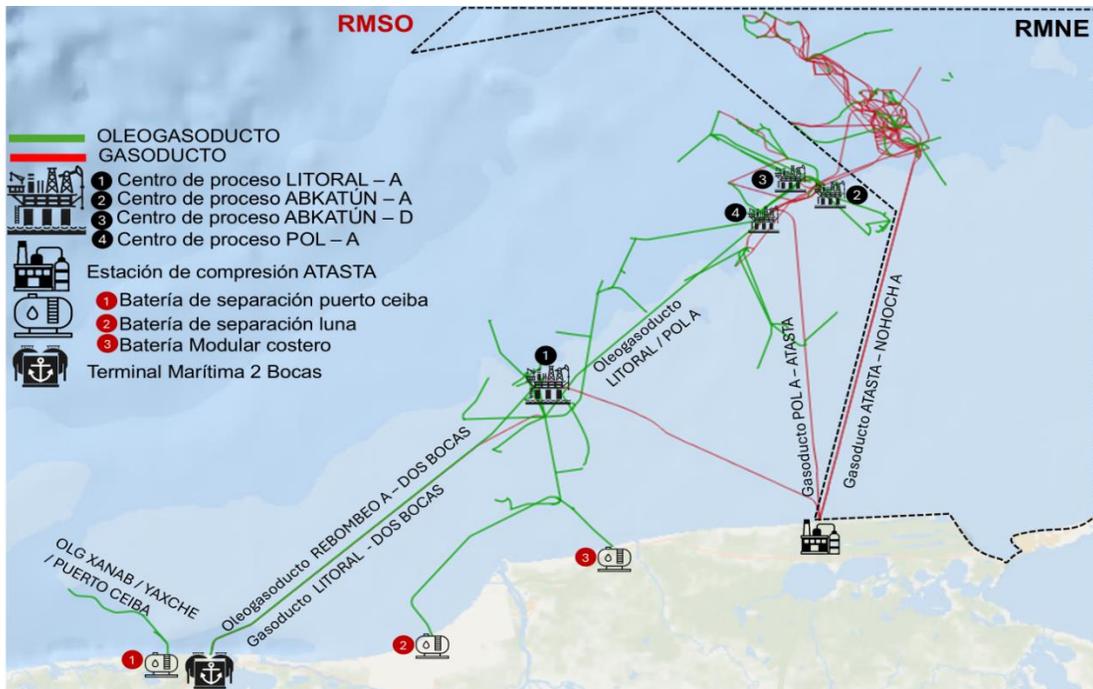


Figura 244 Infraestructura de la Región Marina Suroeste. Fuente: Elaboración propia con información de Comisión Nacional de Hidrocarburos, Mapa de Hidrocarburos (<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>)

En cuanto a los campos cuyo impacto es significativo por su alta producción y bajo porcentaje de aprovechamiento, el manejo de su producción destacando que en la mayoría de los casos converge en el Centro de Proceso Nohoch Alfa antes de ser transportado a tierra.

En el campo Maloob, el gas extraído es transportado hacia el FPSO Yùm K'ak'Náab para el manejo de hidrocarburos líquidos, mientras que otra fracción se redirige a CP Zaap C, CP Ku M y CP Ku H donde posteriormente se conectará con la red de procesamiento de los campos Ku-Maloob-Zaap (KMZ).

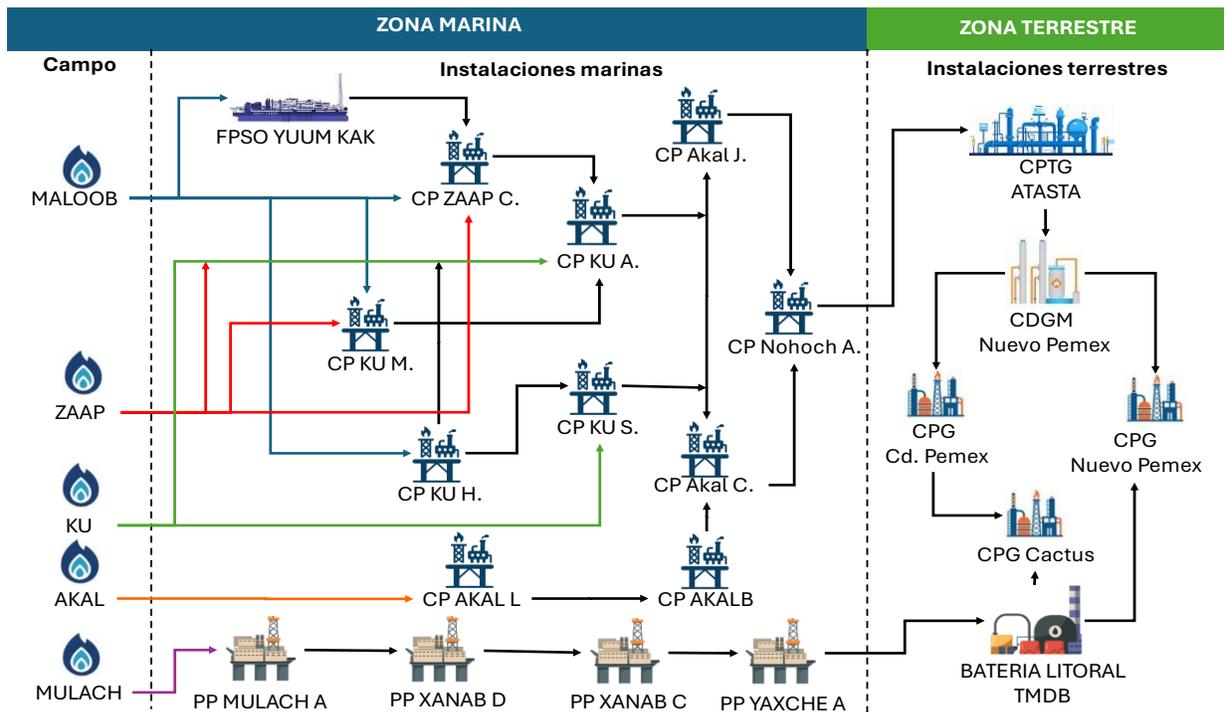
Por su parte, el gas producido en el campo Zaap se dirige hacia el CP Ku M, CP Zaap C y CP Ku A, instalación que sirve como punto de conexión con CP Nohoch A. En el caso del campo Ku, el gas puede pasar ya sea por CP Ku A CP Ku S y posteriormente fluir hacia CP Nohoch A, consolidando el flujo de hidrocarburos provenientes de los campos de la región.

El campo Akal sigue una ruta similar, iniciando en el CP Akal L, pasando por el CP Akal b desde donde el gas es transportado hacia CP Akal C. Posteriormente, se conecta con CP Nohoch A, integrándose con los volúmenes provenientes de Ku, Maloob y Zaap. Desde Nohoch A, todo el gas producido en estos campos es transportado hacia el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta (CPTG Atasta), que actúa como punto de distribución para diversas instalaciones terrestres.

Desde Atasta, el gas se canaliza hacia el Centro de Distribución de Gas Marino (CDGM Nuevo Pemex), y de ahí a los complejos procesadores de gas CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y CPG Cactus, donde se realiza su procesamiento final.

A diferencia de los demás campos marinos, el campo Mulach sigue una ruta completamente distinta, ya que su gas no pasa por CP Nohoch A. En este caso, el hidrocarburo es transportado desde la Plataforma de Producción Mulach A hacia PP Xanab D, continuando su trayecto hasta PP Xanab C y posteriormente a PP Yaxche A. Desde ahí, el gas es dirigido directamente a la Bateria Litoral TMDB, ubicada en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), donde se lleva a cabo su procesamiento.

Esta diferenciación en la infraestructura de transporte y procesamiento resalta las particularidades operativas de cada campo dentro de la región marina. En la **Figura 25** se muestra la trayectoria que puede seguir la molécula de Gas desde los diferentes campos mencionados.



CP: Centro de Proceso, PP: Plataforma de Producción, TMDB: Terminal Marítima dos Bocas, CPG: Centro Procesador de Gas, FPSO: Floating Production Storage and Offloading, CPTG: Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, CDGM: Centro de Distribución de Gas Marino

Figura 255 Infraestructura de los campos con menor aprovechamiento en la región marina. Fuente: Elaboración propia con información de sesiones del órgano de gobierno, Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://www.gob.mx/cnh/articulos/registro-publico>)

A pesar de la infraestructura existente para el manejo del gas natural, los campos de la región marina presentan diversos retos operativos que afectan el aprovechamiento del hidrocarburo, lo que en algunos casos resulta en el elevado volumen de Gas no aprovechado. Factores como la capacidad limitada de los centros de proceso, restricciones en el transporte hacia instalaciones terrestres y variaciones en la producción de crudo pueden generar excedentes de gas que no pueden ser procesados ni comercializados de manera inmediata.

Para mitigar esta problemática, es necesario implementar estrategias que optimicen la capacidad de compresión y transporte, mejorar la infraestructura de procesamiento y considerar alternativas como la reinyección o el almacenamiento en instalaciones adecuadas. A continuación, se analizarán las condiciones específicas de cada campo en términos del bajo aprovechamiento, las acciones propuestas para contrarrestarlo y las conclusiones derivadas de su operación actual.

### **Campo KU**

El bajo margen de aprovechamiento en el campo Ku se debe a su alto contenido de nitrógeno que en promedio asciende a 60%<sup>31</sup>, lo que reduce su poder calorífico a 678 BTU/PC, por debajo del mínimo requerido (1000 BTU/PC) por la NOM-001-SECRE-2010 para su comercialización. Adicionalmente la inversión requerida para incrementar este aprovechamiento no es viable debido al ritmo de declinación del campo. La mezcla del gas con nitrógeno inyectado, y los altos costos de procesamiento hacen que no todo el gas pueda ser aprovechado.

El Operador ha manifestado que se mantendrán las instalaciones actuales mediante inspecciones y programas de mantenimiento para asegurar su operación eficiente. Además, continuará con el autoconsumo de gas en las operaciones internas y su reinyección al yacimiento como parte de las estrategias de manejo. Para optimizar el uso del gas en la asignación, se implementarán métodos como el bombeo neumático y la transferencia.

No obstante, como último recurso, se procederá con la destrucción controlada de una parte del gas que no pueda ser aprovechado. Finalmente, aunque se evaluaron diversas alternativas para mejorar el aprovechamiento del gas, ninguna resultó viable desde el punto de vista técnico o económico.

Debido a la baja calidad del gas producido, y los altos costos de procesamiento, no es posible alcanzar un 98% de MAG en el campo Ku. La mejor opción es mantener las

---

<sup>31</sup> Se obtiene de dividir 95 MMPCD (Nitrógeno) /157 MMPCD (Gas Asociado) de acuerdo con el Sistema de Información de Hidrocarburos, Junio 2024.

condiciones de operación actuales, con estrategias que minimicen la destrucción controlada, pero permitan la continuidad de la producción.

### **Campo ZAAP**

La destrucción controlada de gas en el campo Zaap se debe a dos factores principales. En primer lugar, el gas contiene un alto porcentaje de nitrógeno que en promedio asciende a 65%<sup>32</sup>, lo que reduce su poder calorífico y dificulta su comercialización conforme a la NOM-001-SECRE-2010. En segundo lugar, los costos elevados de procesamiento hacen inviable la extracción de nitrógeno para su posterior envío a los centros de procesamiento en tierra, lo que obliga a recurrir a la destrucción controlada de parte del gas.

El operador ha implementado diversas estrategias para reducir la quema de gas y mejorar su aprovechamiento. En cuanto a infraestructura y optimización operativa, se llevó a cabo la construcción del oleoducto KMZ-99 de 24" y 6.38 km para mejorar la interconexión, la instalación de un sexto compresor tipo booster en la plataforma PB-Zaap-C y la expansión de la capacidad de manejo de gas a 360 MMpcd. Además, se han aplicado métodos de aprovechamiento como el autoconsumo dentro del área de asignación, que representa 7.30 MMMpc, el bombeo neumático con 43.85 MMMpc y la transferencia de gas con un volumen de 288.81 MMMpc. Como parte del plan de mejora continua, se ha establecido una meta progresiva de aprovechamiento, pasando de un 78.13% en 2023 hasta alcanzar un 98% en 2030.

El operador ha implementado medidas técnicas y económicas para mejorar el aprovechamiento del gas, pero la destrucción controlada sigue siendo necesaria debido a la infraestructura actual y la composición del gas. La estrategia plantea un incremento progresivo en la meta de aprovechamiento hasta alcanzar un **98% en 2030**, alineándose con la regulación vigente y garantizando la eficiencia operativa del campo.

### **Campo Maloob**

El bajo margen de aprovechamiento en el campo Ku se debe a su alto contenido de nitrógeno que en promedio asciende a 70%<sup>33</sup>, lo que reduce su poder calorífico y dificulta su comercialización de acuerdo con la NOM-001-SECRE-2010. El proceso de retiro del nitrógeno resulta costoso, lo que hace inviable su aprovechamiento completo. Para evitar el represionamiento en las instalaciones y garantizar la seguridad operativa, se recurre a la destrucción controlada de parte del gas.

---

<sup>32</sup> Se obtiene de dividir 113 MMPCD (Nitrógeno) /174 MMPCD (Gas Asociado) de acuerdo con el Sistema de Información de Hidrocarburos, Junio 2024.

<sup>33</sup> Se obtiene de dividir 324 MMPCD (Nitrógeno) /463 MMPCD (Gas Asociado) de acuerdo con el Sistema de Información de Hidrocarburos a Junio 2024

El Operador ha establecido un ajuste en la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG), con el objetivo de alcanzar un 91% en 2028 y un 98% en 2032, conforme al cierre gradual de los pozos. Para maximizar el uso del gas, se implementará su aprovechamiento mediante autoconsumo, con un volumen estimado de 9.8 MMMpc de Gas Hidrocarburo, así como su transferencia y utilización en bombeo neumático.

La destrucción controlada del gas es una medida necesaria debido a su alto contenido de nitrógeno y bajo poder calorífico, lo que dificulta su comercialización conforme a la NOM-001-SECRE-2010.

### **Campo Mulach**

Se requiere la construcción y operación de una Planta Reductora de Contrapresión, ya que, sin ella, los pozos no pueden producir hacia los oleogasoductos. Debido a esto, la destrucción controlada de un porcentaje del gas es la única alternativa viable actualmente

El Operador ha propuesto la Construcción y puesta en marcha de una Planta Reductora de Contrapresión además de la Finalización del Sistema de Endulzamiento y Compresión de Gas de Bombeo Neumático en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), con operación prevista para febrero de 2026.

La meta de aprovechamiento de gas se alcanzará fuera de tiempo, ya que la infraestructura necesaria aún no está disponible. Hasta que el Sistema de Endulzamiento y Compresión esté operativo, la destrucción controlada seguirá siendo una práctica necesaria para permitir la producción de los pozos.

## **Capítulo 4. REGULACIÓN NACIONAL Y ESTRATEGIAS INTERNACIONALES**

El aprovechamiento del gas natural requiere de un marco institucional que establezca reglas claras, metas alcanzables e incentivos adecuados para que los recursos se utilicen con eficiencia. Este capítulo presenta una revisión puntual del entorno normativo vigente en México y de una serie de estrategias internacionales que han demostrado ser efectivas para reducir el desaprovechamiento del gas en distintos contextos.

En la primera sección se analiza el marco regulatorio nacional, con énfasis en las disposiciones técnicas emitidas por el Órgano Regulador, que constituyen el eje operativo para establecer metas de aprovechamiento, planes de manejo y mecanismos de supervisión. En la segunda sección se presentan experiencias internacionales seleccionadas que, por sus resultados y condiciones de implementación, ofrecen referencias útiles y aplicables al contexto mexicano, ya sea por sus esquemas regulatorios, contractuales, fiscales o tecnológicos.

El propósito de este capítulo es identificar tanto las fortalezas como las áreas de oportunidad del modelo actual en México, a partir del análisis de casos prácticos y soluciones concretas aplicadas en otros países, que servirán como sustento para las propuestas formuladas en el capítulo siguiente.

## REGULACIÓN NACIONAL

En México, el aprovechamiento del gas natural está sustentado en el mandato contenido en la Ley de Hidrocarburos, que en su artículo 43 establece la obligación de maximizar el uso del gas natural y evitar su pérdida en las actividades de exploración y extracción. Este principio constituye la base sobre la cual se han construido los criterios técnicos, operativos y regulatorios aplicables al manejo de este recurso.

Para dar cumplimiento a ese mandato, el Órgano Regulador ha emitido un conjunto de disposiciones técnicas que orientan la planeación, ejecución y seguimiento de los programas de aprovechamiento por parte de los operadores. El primer instrumento normativo de este tipo fue publicado en enero de 2016 bajo el título “Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”, el cual estuvo enfocado exclusivamente en el gas natural producido como subproducto del petróleo.

Reconociendo la necesidad de un marco más integral y acorde con los retos actuales del sector, el Órgano Regulador llevó a cabo una actualización sustantiva del instrumento, culminando en la publicación, el 27 de noviembre de 2023, de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas Natural. A diferencia de la versión anterior, este nuevo lineamiento amplía su alcance para incluir tanto el gas asociado como el no asociado, proveniente de yacimientos de gas y condensado.

Este cambio representa un paso importante en la evolución de la regulación, ya que responde a una visión más amplia del aprovechamiento del recurso y al compromiso del

Órgano Regulador por cumplir con su mandato legal, fortaleciendo así la gestión técnica y operativa.

Estas disposiciones constituyen el instrumento normativo central que establece las obligaciones, metas, procedimientos, criterios de evaluación y medidas correctivas que deben aplicarse en todas las etapas del ciclo de vida de un yacimiento. A través de ellas se definen los elementos que deben incluirse en los programas de evaluación, transición y en los planes de desarrollo, con el objetivo de asegurar que el gas sea considerado desde el diseño técnico del proyecto y no como un subproducto marginal de la operación.

### **Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural**

El objetivo principal de las disposiciones técnicas es asegurar que el gas natural sea considerado desde las etapas más tempranas del desarrollo de un yacimiento petrolero, y que su uso sea técnicamente viable, ambientalmente responsable y económicamente justificable.

Para ello, estas disposiciones técnicas establecen la obligación de los operadores de presentar un Programa de Aprovechamiento como parte de los documentos técnicos que se someten a aprobación ante la entidad encargada de aplicar la regulación. Este programa debe ser parte de los Programas de Evaluación, de los Programas de Transición y de los Planes de Desarrollo para la Extracción.

El programa debe establecer una meta de aprovechamiento, definir los volúmenes de gas que se utilizarán en cada etapa, identificar los destinos productivos del recurso, y justificar técnicamente cualquier volumen que no pueda ser aprovechado. Las diferentes formas de aprovechamiento ya han sido abordadas en el Capítulo 2 de este documento; por ello, este apartado se enfoca en su tratamiento desde la perspectiva regulatoria. Además, el Programa debe detallar las tecnologías e infraestructura previstas, así como el análisis técnico-económico que respalda la estrategia planteada.

Este enfoque permite evaluar, autorizar y dar seguimiento al manejo del gas desde una perspectiva integral, alineada con el principio establecido en la Ley de Hidrocarburos de maximizar su utilización y evitar su pérdida. Asimismo, sienta las bases para que el cumplimiento de estas metas pueda ser supervisado, medido y, en su caso, sujeto a medidas correctivas.

### **Meta de aprovechamiento**

Uno de los pilares de las Disposiciones Técnicas es la definición de metas de aprovechamiento, que deben establecerse desde la etapa de planeación del proyecto y formar parte del Programa de Aprovechamiento.

En términos generales, para las actividades de extracción, las disposiciones establecen que los operadores deben alcanzar y mantener de manera sostenida una meta de

aprovechamiento igual o superior al 98% del gas producido, a partir del tercer año de operaciones. No obstante, tanto en esta fase como en etapas previas, los operadores pueden proponer metas inferiores, siempre que estén debidamente justificadas mediante un análisis técnico-económico. Por lo anterior, es posible identificar que este diseño regulatorio busca brindar flexibilidad ante realidades operativas diversas; sin embargo, desde el punto de vista de este análisis, también representa una debilidad estructural, ya que permite formalizar metas bajas de aprovechamiento que, aunque justificadas sobre papel, pueden desincentivar el esfuerzo por maximizar el uso del gas natural desde el inicio del proyecto.

El Programa de Aprovechamiento debe contemplar también la proyección de volúmenes de gas, diferenciando entre el que será efectivamente utilizado y el que, de forma justificada, no podrá ser aprovechado. En este último caso, el operador deberá presentar una justificación técnica detallada, acompañada de una estrategia progresiva de mejora, que permita aumentar el nivel de aprovechamiento conforme avance el desarrollo del campo.

### **Medidas correctivas y sanciones**

Las disposiciones técnicas contemplan un esquema progresivo de acciones correctivas y sanciones para los operadores que no cumplan con las metas de aprovechamiento establecidas o que incumplan con los compromisos establecidos en su Programa de Aprovechamiento.

Este esquema comienza con una fase preventiva y correctiva, donde el Órgano regulador puede emitir requerimientos formales para que el operador corrija desviaciones o deficiencias detectadas en la implementación del programa. En esta etapa, el operador debe presentar un plan de mejora, en el que detalle las acciones técnicas, operativas o de inversión que llevará a cabo para incrementar el nivel de aprovechamiento y alinear su desempeño con los objetivos aprobados.

Si el incumplimiento persiste, el Órgano regulador puede imponer sanciones administrativas, que incluyen:

- Amonestaciones por escrito
- Multas económicas, calculadas en proporción al volumen de gas no aprovechado y al impacto del incumplimiento
- Suspensión parcial o total de actividades en el área contractual o de asignación

En casos de incumplimiento grave, sistemático o reiterado, el Órgano regulador cuenta con la facultad de revocar la aprobación del Programa de Aprovechamiento o, en casos extremos, de iniciar el procedimiento para la terminación anticipada de la Asignación o Contrato, conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Este enfoque escalonado tiene como objetivo fomentar la corrección voluntaria por parte del operador antes de llegar a medidas más severas. Sin embargo, una limitante importante del marco actual es que la propia regulación permite a los operadores definir sus metas de aprovechamiento con base en un análisis técnico-económico que ellos mismos desarrollan y presentan. En la práctica, esto implica que, si el operador cae en incumplimiento respecto a su meta, puede modificar el programa y reducir la meta previamente aprobada, siempre que presente una nueva justificación.

Esta situación refuerza la necesidad de revisar el equilibrio entre flexibilidad regulatoria y exigibilidad operativa, a fin de evitar que los mecanismos de control pierdan su capacidad de generar cumplimiento real y sostenido.

### **Incentivos en el marco regulatorio nacional**

Si bien las disposiciones técnicas emitidas por el Órgano Regulador establecen metas de aprovechamiento, obligaciones de reporte, mecanismos de seguimiento y un esquema escalonado de sanciones, el marco normativo vigente no contempla ningún tipo de incentivo para fomentar el desempeño superior al mínimo requerido.

Actualmente, no existen beneficios fiscales, regulatorios o contractuales para los operadores que implementan tecnologías avanzadas, que superan consistentemente el 98% de aprovechamiento, o que desarrollan soluciones innovadoras en campos con desafíos técnicos. Esta ausencia de incentivos positivos limita el potencial del marco regulatorio para generar un entorno donde maximizar el uso del gas natural sea no solo una obligación, sino también una oportunidad de valor para los operadores.

A diferencia de otros países que combinan regulación con estímulos, como bonificaciones, créditos fiscales o acceso preferente a permisos, la regulación mexicana se basa exclusivamente en un modelo de cumplimiento obligatorio. En consecuencia, el nivel de esfuerzo por parte de los operadores suele alinearse únicamente con el estándar mínimo aprobado, sin motivaciones adicionales para ir más allá.

Esta situación representa una oportunidad clave de mejora que puede ser abordada mediante esquemas de incentivos bien diseñados, complementarios al régimen actual, y orientados a fortalecer tanto el cumplimiento como la eficiencia operativa del sistema energético nacional.

## **ESTRATEGIAS INTERNACIONALES**

Este subcapítulo presenta un análisis de las experiencias internacionales que han servido como base para formular las propuestas contenidas en el siguiente Capítulo. Se trata de casos seleccionados por haber implementado medidas exitosas que han contribuido a mejorar el aprovechamiento del gas, ya sea mediante marcos regulatorios estrictos, incentivos fiscales o esquemas innovadores de participación del sector privado.

Los países considerados son: Noruega, Reino Unido, Brasil, Colombia, Nigeria, India, Canadá, Australia y Estados Unidos. Estos países ofrecen enfoques diversos pero complementarios, que abarcan desde el acceso abierto a infraestructura y la administración neutral de activos compartidos, hasta mecanismos de financiamiento y mitigación de riesgo para proyectos con barreras técnicas o económicas.

El objetivo de este subcapítulo es identificar los elementos normativos y operativos que han resultado más eficaces en esos contextos, y que podrían servir como referencias viables para el caso mexicano, en el diseño o ajuste de instrumentos regulatorios, fiscales y contractuales que fortalezcan el aprovechamiento del gas natural en el país.

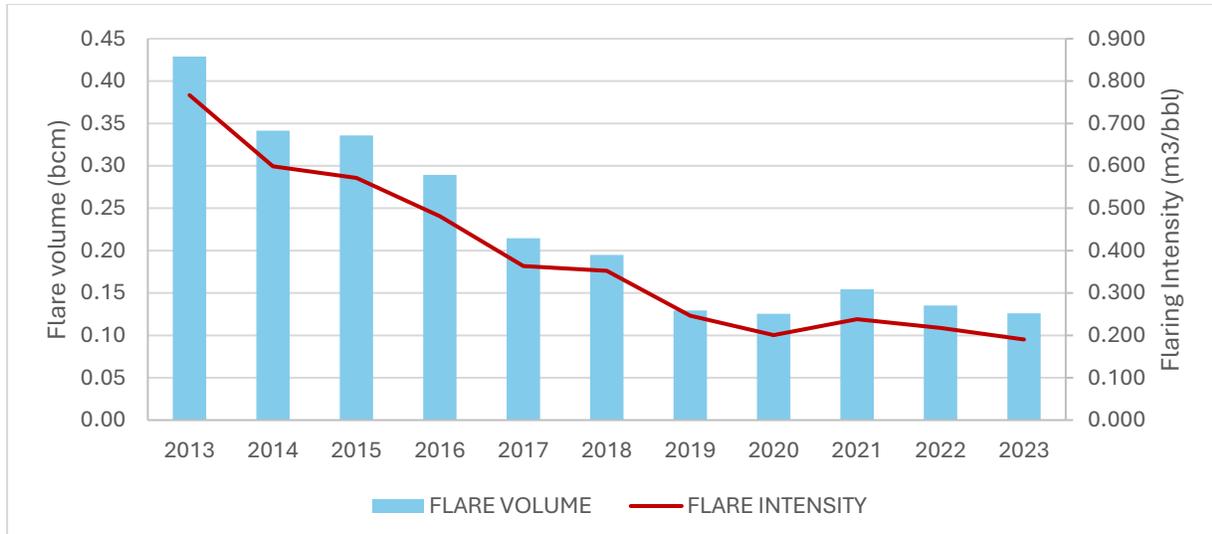
## **Noruega**

Este país cuenta con uno de los marcos regulatorios más avanzados para el manejo del gas natural, basado en dos pilares clave: el acceso abierto y regulado a la infraestructura existente, y la administración neutral de esa infraestructura a través de una entidad independiente.

Según el artículo 66 de la Ley de Actividades Petroleras de Noruega (Petroleum Act), cualquier empresa con una necesidad justificada tiene derecho a acceder al sistema de transporte y procesamiento de gas bajo condiciones objetivas, equitativas y no discriminatorias. Este principio de acceso abierto aplica tanto a empresas públicas como privadas, y busca garantizar el uso eficiente y colaborativo de la infraestructura en el segmento upstream.

La operación del sistema de transporte está a cargo de Gassco, una empresa estatal que actúa como operador neutral, sin intereses comerciales en la producción o comercialización del gas. Gassco administra el acceso a más de 8,000 km de gasoductos, estaciones de compresión y plantas de procesamiento, asegurando un trato equitativo entre usuarios y una operación técnica segura y eficiente.

Este modelo ha permitido que Noruega reduzca en los últimos diez años, el desaprovechamiento del gas natural, incluso en zonas donde varios operadores comparten la infraestructura. Lo anterior se puede observar en la **Figura 26**



NORUEGA	2023 Flare Volume Rank	Reduction in flaring 2020-2023	Reduction in flaring intensity 2020-2023
	<b>9th</b>	<b>0%</b>	<b>5.5%</b>

Figura 266 Noruega flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

La experiencia de Noruega sustenta dos propuestas clave que podrían adaptarse al contexto mexicano:

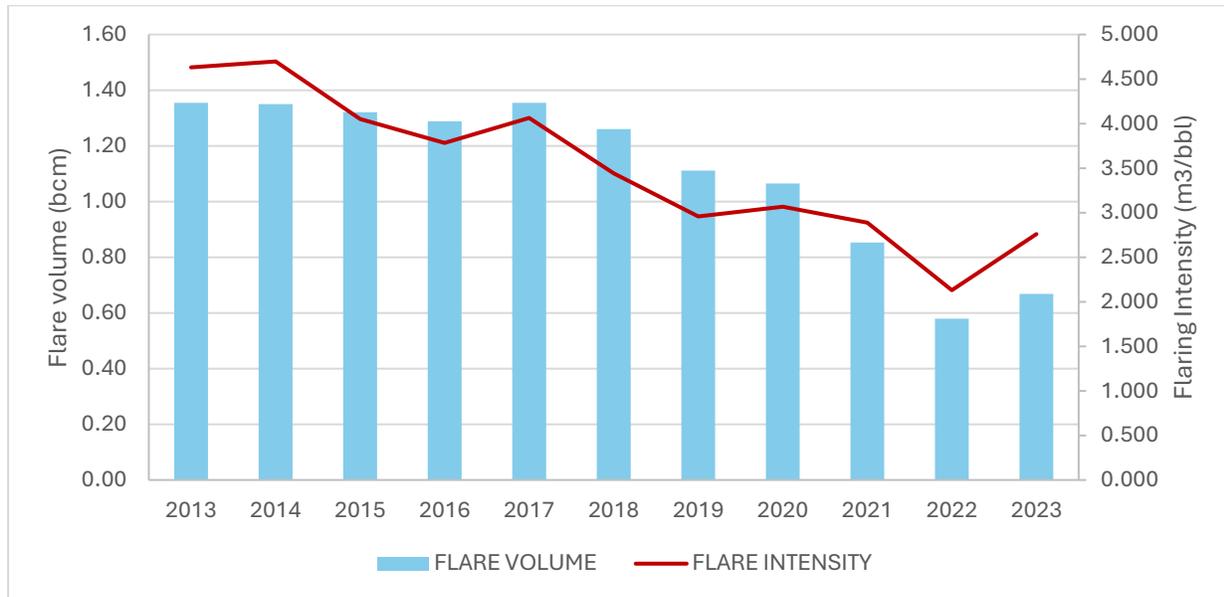
- Establecer un esquema de acceso abierto regulado a la infraestructura de recolección y manejo de gas en el upstream, bajo lineamientos técnicos y no discriminatorios.
- Crear una entidad neutral encargada de administrar dicha infraestructura, para maximizar su uso, evitar duplicidades y garantizar condiciones equitativas entre operadores públicos y privados.

## Reino Unido

El Reino Unido ha sido uno de los referentes internacionales en la implementación de acceso abierto y uso compartido de infraestructura en el sector energético. Su modelo permite que operadores distintos al titular de la infraestructura puedan utilizarla bajo condiciones técnicas, contractuales y operativas predefinidas, reguladas por el Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) y supervisadas por el operador nacional de redes.

Este enfoque ha demostrado ser eficaz para maximizar el uso de activos existentes y reducir los cuellos de botella en zonas con múltiples operadores. Además, de acuerdo con el Global Gas Flaring Reduction Partnership del Banco Mundial, países como el Reino Unido que han adoptado esquemas de infraestructura abierta presentan tasas de

desaprovechamiento de gas significativamente más bajas en comparación con aquellos que operan bajo modelos cerrados, esto se refleja en el comportamiento de la quema de gas para los años del 2018 a 2021, conforme se observa en la **Figura 27**



REINO UNIDO	2023 Flare Volume Rank	Reduction in flaring 2020-2023	Reduction in flaring intensity 2020-2023
	<b>6th</b>	<b>37%</b>	<b>10%</b>

Figura 277 United Kingdom flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

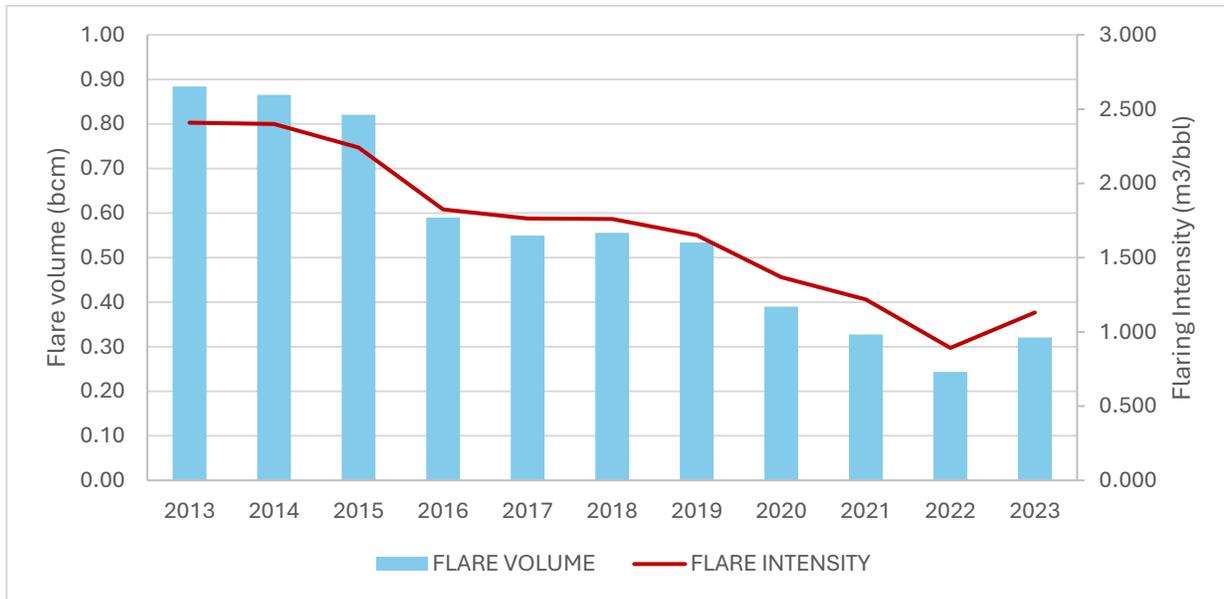
La experiencia británica respalda la propuesta de que México avance hacia un esquema de acceso abierto obligatorio a la infraestructura del segmento upstream, bajo reglas claras, tarifas reguladas y criterios de no discriminación, como una vía para facilitar la conexión de campos que actualmente no cuentan con infraestructura propia y optimizar el uso de los activos existentes.

## Colombia

Colombia ha sido reconocida por integrar mecanismos de incentivo económico dentro de su política energética para fomentar el aprovechamiento del gas natural, particularmente en campos con baja rentabilidad o producción temprana. A través de instrumentos como bonificaciones, precios sombra y créditos de carbono, el Estado ha buscado generar señales económicas positivas que estimulen la captura y comercialización del gas en lugar de su desaprovechamiento.

Además, Colombia ha adoptado un enfoque gradual para elevar los niveles de aprovechamiento, combinando exigencias regulatorias con herramientas de estímulo fiscal o ambiental, como parte del marco establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Ministerio de Minas y Energía.

Estas medidas han permitido al país mejorar su desempeño en términos de eficiencia energética, particularmente en regiones donde el gas natural asociado era históricamente desaprovechado por razones económicas, esta reducción en la quema del gas natural se puede observar en la **Figura 28**.



COLOMBIA	2023 Flare Volume Rank	Reduction in flaring 2020-2023	Reduction in flaring intensity 2020-2023
	<b>8th</b>	<b>18 %</b>	<b>17 %</b>

Figura 28 Colombia flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

La experiencia colombiana respalda la propuesta de incorporar en México incentivos financieros que reconozcan el valor técnico, ambiental y económico del gas capturado, mediante esquemas de créditos fiscales, deducciones aceleradas o mecanismos compensatorios, sin debilitar la obligación de cumplimiento regulatorio.

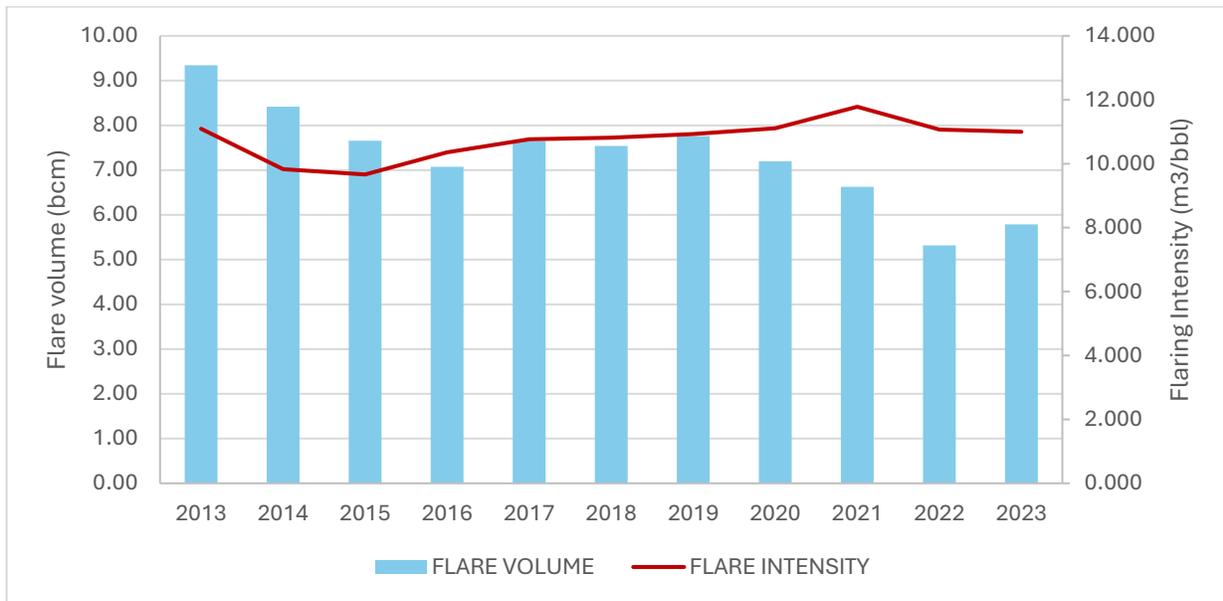
## Nigeria

Nigeria desarrolló un esquema innovador para reducir el desaprovechamiento del gas mediante la cesión de derechos sobre el gas natural a terceros, a través del programa Nigerian Gas Flare Commercialisation Programme (NGFCP). Este mecanismo no implica acceso abierto a infraestructura existente, sino que permite que empresas externas se conviertan en responsables del aprovechamiento del gas que, de otro modo, sería desperdiciado.

Bajo este modelo, el Estado nigeriano mantiene la titularidad de los hidrocarburos, pero autoriza a terceros, mediante licitaciones, a capturar, procesar y comercializar el gas natural en sitio, con independencia de la operación principal del campo petrolero. Las

inversiones, los riesgos y la operación quedan a cargo del tercero, sin requerir financiamiento público.

Esta experiencia demuestra que es posible establecer mecanismos contractuales que promuevan el aprovechamiento del gas sin necesidad de modificar la titularidad del recurso ni exigir al operador principal inversiones que no considera viables. Lo anterior se puede observar en la **Figura 29**



NIGERIA	2023 Flare Volume Rank	Reduction in flaring 2020-2023	Reduction in flaring intensity 2020-2023
	<b>2nd</b>	<b>19 %</b>	<b>1 %</b>

Figura 29 29Nigeria flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

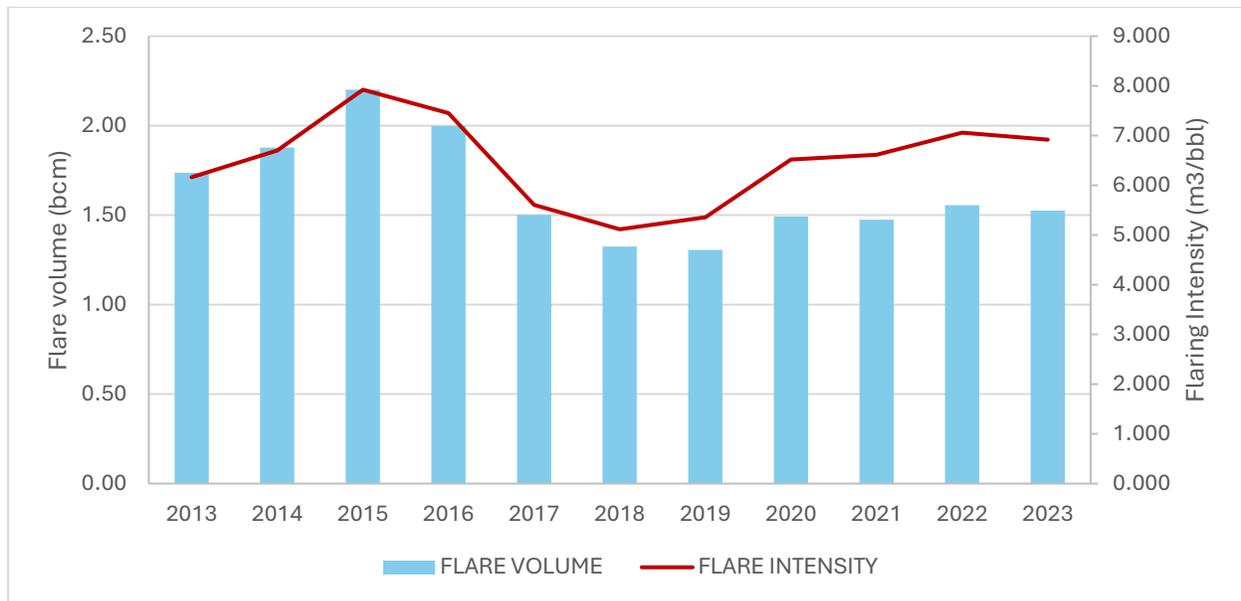
En el contexto mexicano, este modelo respalda la posibilidad de permitir que empresas especializadas celebren contratos con operadores para hacerse cargo del gas disponible, asumiendo la inversión y el riesgo, bajo condiciones técnicas y regulatorias definidas.

## India

India ha impulsado el desarrollo de infraestructura modular y flexible para monetizar gas natural en campos pequeños o remotos, donde no existe infraestructura de transporte. Una de sus estrategias más relevantes ha sido la implementación de plantas móviles de licuefacción de gas natural (micro-LNG), las cuales permiten convertir el gas en estado líquido en sitio y transportarlo mediante unidades criogénicas. Este enfoque ha sido adoptado tanto por empresas públicas como privadas para aprovechar gas asociado en campos marginales, reducir el desperdicio de recursos y atender la demanda energética regional. Además, ha permitido llevar gas a regiones sin conexión a la red nacional, mejorando la seguridad energética y la rentabilidad de proyectos de baja escala.

Además del componente tecnológico, el modelo indio ha sido impulsado por una estrategia coordinada entre reguladores, operadores y desarrolladores de soluciones energéticas móviles, lo cual ha permitido escalar el uso de micro-LNG en diversas regiones del país. Empresas como GAIL (Gas Authority of India Ltd.) y otras compañías privadas han implementado estos esquemas para capturar gas que antes no era comercializable, creando circuitos logísticos de menor escala pero financieramente viables. Esta estrategia no solo ha reducido el desaprovechamiento de gas, sino que también ha favorecido el desarrollo de un mercado energético regional dinámico, con beneficios ambientales, económicos y sociales.

La experiencia india demuestra que las soluciones tecnológicas descentralizadas, como las plantas micro-LNG, pueden ser viables incluso en entornos con limitaciones logísticas. Lo anterior se puede observar en la **Figura 30**



INDIA	2023 Flare Volume Rank	Increase in flaring 2020-2023	Increase in flaring intensity 2020-2023
	<b>3rd</b>	<b>3 %</b>	<b>6 %</b>

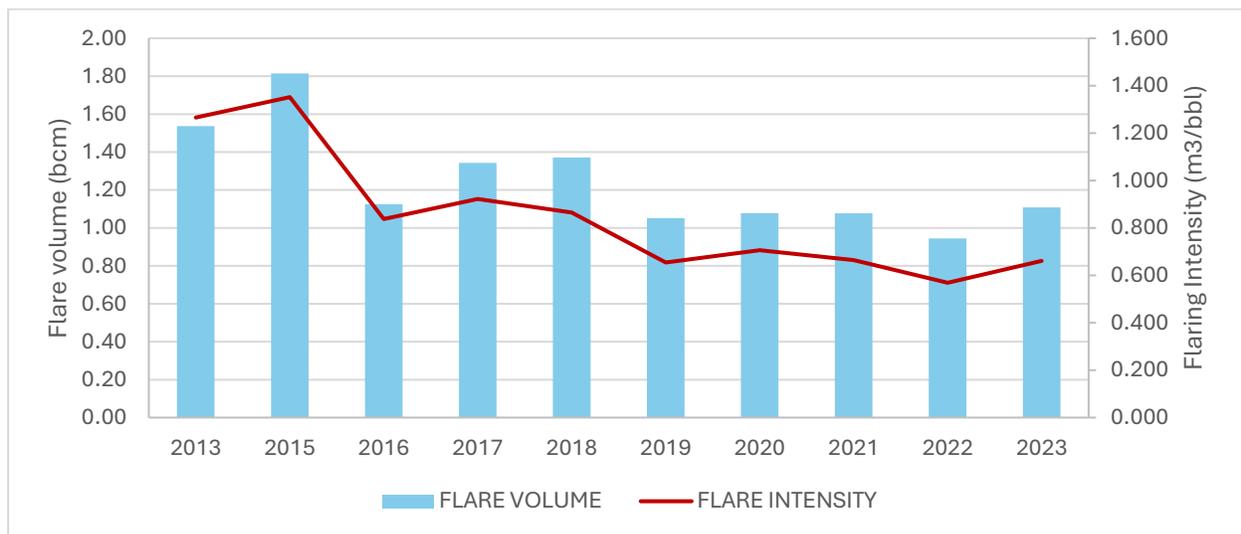
Figura 300 India flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

En el contexto mexicano, esta práctica respalda la propuesta de implementar sistemas móviles de licuefacción como una vía para monetizar el gas producido en campos sin red de transporte, evitando su desaprovechamiento y reduciendo barreras de entrada para nuevos operadores.

## Canadá

Canadá ha sido un referente en la aplicación de soluciones tecnológicas y fiscales para promover el aprovechamiento del gas natural en campos con barreras logísticas o económicas. Por un lado, ha implementado el uso de plantas móviles de licuefacción de gas natural (micro-LNG) para monetizar el gas producido en regiones remotas sin acceso a red de transporte, especialmente en las provincias del norte y oeste. Estas unidades permiten capturar gas que antes se desaprovechaba y trasladarlo de forma eficiente hacia mercados regionales, con beneficios en términos de rentabilidad y reducción de emisiones.

Por otro lado, el gobierno canadiense ha promovido la deducción acelerada de inversiones en infraestructura energética, incluyendo proyectos vinculados con el manejo y procesamiento del gas natural. Esta política fiscal busca incentivar la inversión privada en sectores estratégicos, particularmente aquellos orientados a la captura de gas metano y a proyectos con objetivos de reducción de emisiones. En algunos casos, estos estímulos se vinculan con bonos verdes u objetivos ambientales certificados, lo que permite alinear el aprovechamiento del gas con compromisos de sostenibilidad. Lo anterior se puede observar en la **Figura 31**



<b>CANADÁ</b>	2023 Flare Volume Rank	Increase in flaring 2020-2023	Reduction in flaring intensity 2020-2023
	<b>5th</b>	<b>3 %</b>	<b>6 %</b>

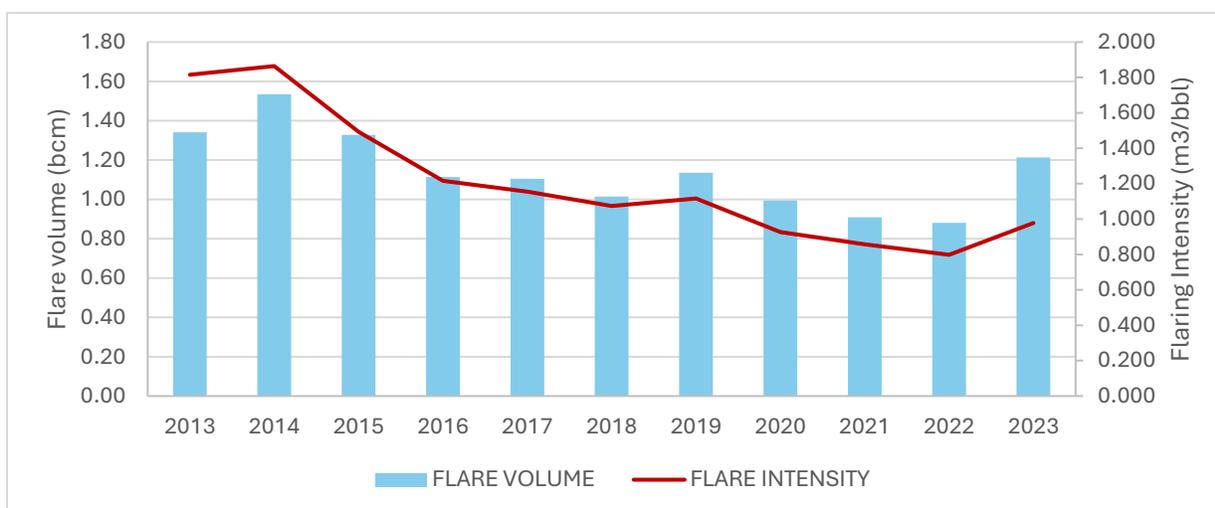
Figura 311 Canadá flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

Ambas estrategias respaldan la posibilidad de que México implemente incentivos tecnológicos y fiscales para facilitar el desarrollo de infraestructura en campos con baja rentabilidad o sin conexión a red, combinando medidas operativas con esquemas tributarios que mejoren el flujo de caja en las primeras fases de inversión.

## Brasil

Brasil ha implementado un modelo de coordinación entre operadores y el Estado que permite la gestión compartida de infraestructura en el upstream de forma neutral y técnicamente eficiente. En campos operados por múltiples empresas, se ha establecido la figura de entidades operadoras independientes que no participan de los intereses comerciales del gas producido, y cuya función principal es administrar la infraestructura común bajo reglas previamente definidas.

Uno de los casos más conocidos es el del Campo de Libra, en el presal brasileño, donde el consorcio de empresas participantes opera bajo un acuerdo en el que Petrobras actúa como operador técnico, pero la administración de ciertos componentes de la infraestructura se realiza bajo esquemas neutrales y compartidos. Esta figura permite mejorar la eficiencia operativa, evitar conflictos de interés y asegurar el acceso equitativo entre empresas con distintos porcentajes de participación. Lo anterior se puede observar en la **Figura 32**



BRASIL	2023 Flare Volume Rank	Increase in flaring 2020-2023	Increase in flaring intensity 2020-2023
	<b>4th</b>	<b>22%</b>	<b>6 %</b>

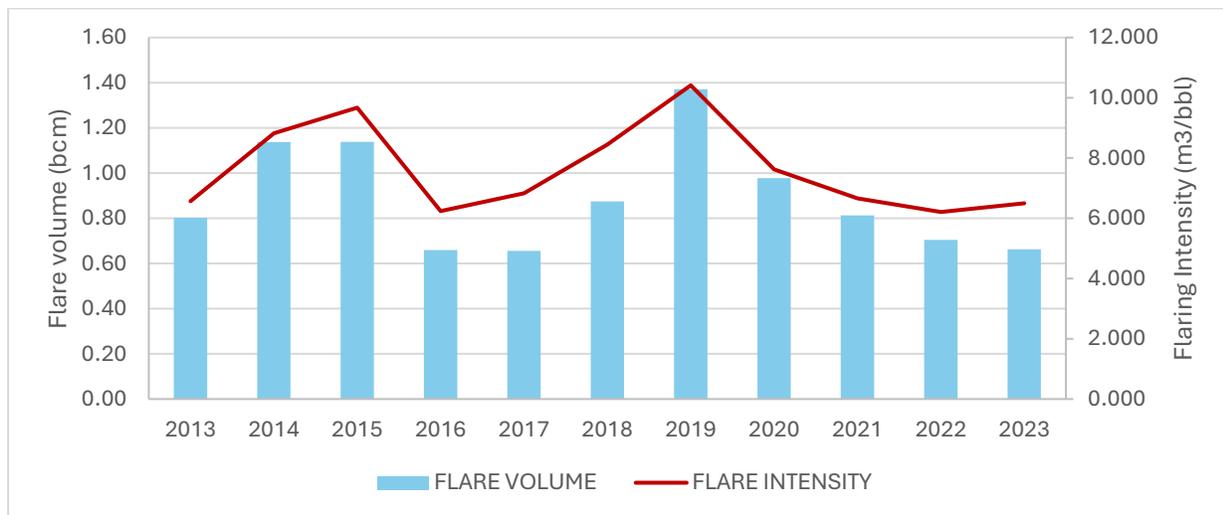
Figura 322 Brasil flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

Este enfoque, alineado con la experiencia noruega, refuerza la viabilidad de establecer en México una entidad neutral que administre infraestructura en el upstream, particularmente en zonas donde coexisten múltiples operadores, o donde la infraestructura existente pertenece a un solo actor dominante. Una administración técnica independiente puede facilitar el acceso abierto, evitar duplicación de activos y maximizar el aprovechamiento del gas natural.

## Australia

Australia ha utilizado instrumentos fiscales como la deducción acelerada de inversiones para incentivar proyectos vinculados con el manejo eficiente del gas natural y la reducción de emisiones. A través de la Australian Taxation Office (ATO), el país ha permitido que las inversiones en infraestructura crítica, incluyendo sistemas de recolección, separación, compresión y procesamiento de gas, puedan deducirse fiscalmente en plazos reducidos, incluso en un solo ejercicio, bajo esquemas como el Temporary Full Expensing o la Instant Asset Write-Off, dirigidos a estimular el gasto de capital en sectores estratégicos.

Además, mediante entidades como el Clean Energy Regulator, Australia ha desarrollado mecanismos que vinculan los beneficios fiscales a impactos ambientales verificables, particularmente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los proyectos que logran estos impactos pueden ser elegibles para recibir unidades de reducción de emisiones certificadas (Australian Carbon Credit Units, ACCUs), que a su vez pueden comercializarse o utilizarse para cumplir obligaciones regulatorias o voluntarias. Lo anterior se puede observar en la **Figura 33**



<b>AUSTRALIA</b>	2023 Flare Volume Rank	Reduction in flaring 2020-2023	Reduction in flaring intensity 2020-2023
	<b>7th</b>	<b>33 %</b>	<b>15 %</b>

Figura 333 Australia flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

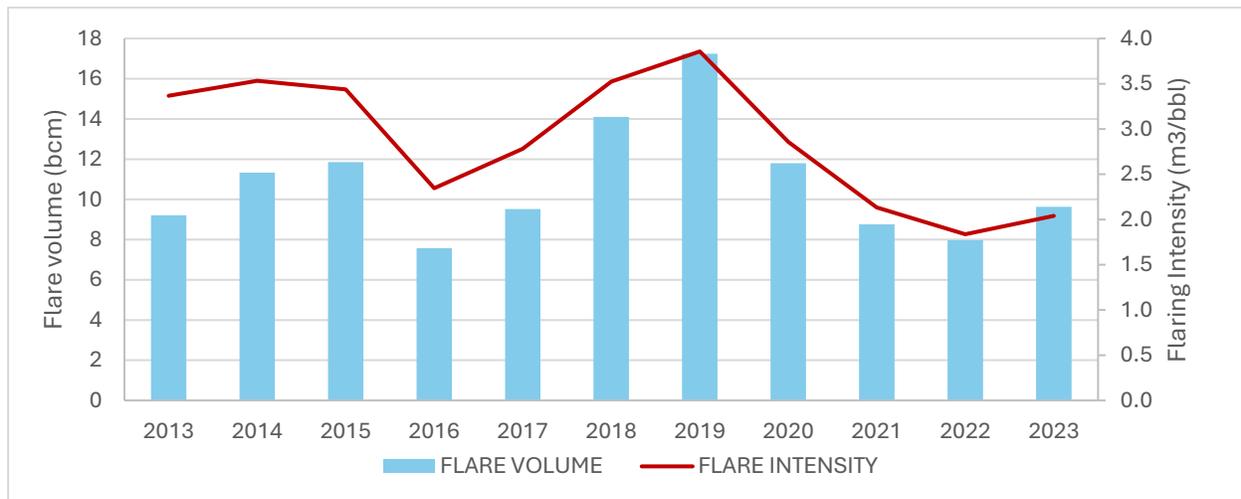
Este enfoque ha sido clave para promover inversiones en campos marginales o con gas asociado, donde anteriormente no se justificaba económicamente su aprovechamiento. La experiencia australiana respalda la posibilidad de aplicar en México un esquema de deducción acelerada vinculada a objetivos técnicos y ambientales, como parte de una estrategia para maximizar el uso del gas natural con criterios de sostenibilidad.

## Regulación en Estados Unidos (Texas y Offshore)

En Estados Unidos, el estado de Wyoming ha implementado con éxito tecnologías para el tratamiento de gas natural contaminado con nitrógeno, particularmente en campos con altos niveles de este componente (en algunos casos, superiores al 50%). En esta región, operadores privados han desarrollado e instalado unidades modulares de remoción de nitrógeno (NRUs) directamente en sitio, permitiendo separar el nitrógeno y comercializar el gas remanente dentro de las especificaciones del mercado.

Estas unidades han demostrado ser una solución técnica efectiva, escalable y económicamente viable para yacimientos donde el contenido de nitrógeno hace inviable el procesamiento convencional. La clave de este modelo ha sido la participación de empresas especializadas que asumen la inversión, el riesgo técnico y la operación de las NRUs, a través de esquemas contractuales flexibles con los operadores titulares del gas.

El marco institucional de este tipo de desarrollos está respaldado por autoridades como la Wyoming Oil and Gas Conservation Commission (WOGCC), que regula la operación de los campos, y por agencias ambientales estatales que establecen los límites de emisión y calidad del gas comercializable. Esta combinación ha permitido implementar soluciones prácticas sin necesidad de grandes inversiones públicas, y con resultados positivos en términos de reducción de desaprovechamiento y mejora en la comercialización del gas. Lo anterior se puede observar en la **Figura 34**



ESTADOS UNIDOS	2023 Flare Volume Rank	Reduction in flaring 2020-2023	Increase in flaring intensity 2020-2023
	<b>1 st</b>	<b>18 %</b>	<b>29 %</b>

Figura 344 United States flare volume vs flare intensity. Fuente: Elaboración propia con información de The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

La experiencia de Wyoming respalda directamente la propuesta de incorporar en México plantas NRU modulares financiadas por privados, bajo esquemas licitatorios o contractuales que transfieran el riesgo al proveedor del servicio, sin requerir inversión directa por parte del operador titular ni del Estado.

## COMPARACIÓN ENTRE REGULACIONES

A continuación, se presenta una comparación detallada de aspectos clave entre la regulación mexicana y diversos países abordando la comparación desde un enfoque en donde se comparan aspectos clave como los límites de quema y venteo, la supervisión, las posibles sanciones por incumplimiento en caso de que existan, así como por el punto de vista de los incentivos y la sostenibilidad. Esto con la finalidad de poder diferenciar y resaltar los puntos fuertes, puntos débiles y áreas de oportunidad en la regulación mexicana.

### MARCO JURÍDICO Y OBJETIVOS

**Regulación Nacional:** En México, el aprovechamiento está regulado principalmente por la Ley de Hidrocarburos, en su artículo 43. Ahí se establece que se debe evitar su desperdicio y se debe buscar su uso al máximo. Para cumplir con esto, el Órgano Regulador publicó las Disposiciones Técnicas, que son básicamente las reglas que los operadores deben seguir cuando están desarrollando un campo. La última versión de estas disposiciones, de noviembre de 2023, amplía su alcance para incluir también el gas no asociado. El objetivo es que el gas se considere desde el inicio del proyecto, pero el problema es que los operadores pueden proponer metas de aprovechamiento más bajas si las justifican con un análisis técnico-económico.

**Estrategias Internacionales:** En otros países, además de establecer reglas, también han creado esquemas que motivan a las empresas a aprovechar mejor el gas. Algunos gobiernos regulan el acceso a la infraestructura, otros dan incentivos fiscales, y en varios casos hay colaboración entre el Estado y empresas privadas. Por ejemplo, Noruega y Reino Unido aplican acceso abierto a los gasoductos, y países como Colombia, Nigeria e India han implementado ideas bastante prácticas para evitar la quema del gas, ya sea con estímulos económicos o usando tecnologías móviles para procesarlo directamente en el campo.

### METAS Y FLEXIBILIDAD

**Regulación Nacional:** Las Disposiciones Técnicas del Órgano Regulador establecen una meta del 98% de aprovechamiento del gas a partir del tercer año de producción. Pero también permiten que los operadores propongan metas más bajas si tienen una justificación técnica-económica. Esto puede parecer útil cuando el campo tiene retos técnicos o está en etapa temprana, pero también es un arma de doble filo porque abre la

puerta a que algunos operadores no se esfuercen por llegar al 98% si pueden justificar una meta menor en papel.

**Estrategias Internacionales:** En otros países, las metas de aprovechamiento también existen, pero lo interesante es que suelen ir acompañadas de incentivos para que las empresas realmente se esfuercen por cumplirlas o incluso superarlas. Noruega y Reino Unido, por ejemplo, promueven el uso compartido de infraestructura, lo que facilita cumplir con metas altas. En Colombia y Australia, hay estímulos económicos que ayudan a justificar inversiones en tecnología que permite aprovechar más gas, especialmente en campos con dificultades técnicas o económicas.

## **INCENTIVOS Y SANCIONES**

**Regulación Nacional:** En México, el sistema actual se basa principalmente en sanciones: si un operador no cumple con su meta de aprovechamiento, puede recibir desde una amonestación hasta la suspensión del contrato. Pero no hay premios o beneficios para quienes lo hacen bien. Eso hace que muchos operadores se queden en lo mínimo requerido, porque no hay motivación extra para invertir en mejorar.

**Estrategias Internacionales:** En contraste, muchos países combinan sanciones con incentivos. Por ejemplo, Colombia da créditos de carbono y bonificaciones, y en Canadá o Australia se permite deducir rápidamente los costos de inversión en infraestructura para el gas. Estos incentivos hacen que aprovechar mejor el gas no solo sea una obligación, sino también una oportunidad de negocio. Además, también se promueve que empresas externas puedan encargarse del gas desaprovechado, como pasa en Nigeria o en algunos estados de EE.UU., lo cual quita presión a los operadores y mejora el aprovechamiento.

## **GESTION DE INFRAESTRUCTURA Y USO DE TECNOLOGIA**

**Regulación Nacional:** El Órgano Regulador sí exige que los operadores presenten un Programa de Aprovechamiento donde incluyan la infraestructura y tecnologías que usarán, pero en México todavía no se promueve el acceso abierto ni hay una entidad neutral que administre esa infraestructura. Esto es clave, porque cuando hay varios operadores en una zona y no hay coordinación, cada uno construye lo suyo y se pierde eficiencia.

**Estrategias Internacionales:** En países como Noruega y Reino Unido, existe una administración neutral de la infraestructura, lo que permite que todos los operadores puedan usarla sin conflictos. Además, hay soluciones tecnológicas interesantes como las plantas móviles de licuefacción en India o Canadá, que permiten aprovechar gas en campos aislados. En Estados Unidos se usan unidades modulares para tratar gas con nitrógeno. Son tecnologías muy útiles que permiten monetizar el gas sin depender de redes complejas, lo cual podría aplicarse también en México.

## **Capítulo 5. PROPUESTAS PARA INCREMENTAR EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO**

La práctica del desaprovechamiento del gas natural continúa representando un desafío estructural para el sector energético mexicano. A pesar de la existencia de un marco normativo que promueve su aprovechamiento y del valor económico y ambiental que este recurso representa, diversas condiciones técnicas, logísticas y económicas han limitado su valorización en campo.

A partir del análisis realizado, se identificaron tres causas principales que ayudan a entender este fenómeno, en un contexto donde Pemex y los operadores privados enfrentan restricciones comunes.

1. **Capacidad limitada para compartir infraestructura existente:** Una parte importante de la infraestructura para el manejo del gas natural, incluyendo sistemas de recolección, compresión y transporte hacia baterías de separación, se encuentra bajo operación de Pemex, y fue originalmente diseñada para atender sus propios desarrollos.

Dado que los operadores privados no cuentan con infraestructura propia en muchos casos, esta situación ha generado cuellos de botella logísticos que también reducen la flexibilidad operativa de Pemex. Esta limitación estructural afecta la eficiencia global del sistema y plantea la necesidad de promover esquemas técnicos y normativos que permitan un uso más coordinado, compartido y eficiente de la infraestructura existente.

2. **Características físico-químicas del gas en la Sonda de Campeche:** En los principales campos productores ubicados en la Sonda de Campeche, gran parte del gas contiene altos niveles de nitrógeno, resultado de los proyectos de inyección empleados para mantener la presión de los yacimientos. Estas técnicas han sido esenciales para sostener la producción de crudo en la región; sin embargo, una consecuencia operativa es que el gas recuperado presenta una calidad que no cumple con las especificaciones requeridas para su inyección al Sistema Nacional de Gasoductos. Ante esta condición, Pemex enfrenta un desafío técnico relevante, para el cual se requieren soluciones específicas que habiliten nuevas alternativas de valorización del gas producido.

3. **Producción temprana sin infraestructura lista y baja rentabilidad del gas:** Como parte de su estrategia para incrementar ingresos y mantener la restitución de reservas, Pemex ha impulsado la entrada temprana en producción de varios campos. Esta decisión operativa, necesaria para asegurar la continuidad de flujos de crudo, en ocasiones se ha llevado a cabo sin que la infraestructura para el manejo del gas asociado estuviera completamente instalada o disponible. A ello se suma que los precios actuales del gas natural en el mercado no justifican, en muchos casos, las inversiones requeridas para su aprovechamiento. Esto ha derivado en que una parte del gas producido se desaproveche, representando una

pérdida potencial de recursos energéticos que puede ser revertida mediante acciones específicas de política, regulación e inversión.

En conjunto, estas causas permiten entender que el desaprovechamiento del gas en México no responde a decisiones aisladas, sino a un conjunto de circunstancias técnicas y económicas que limitan la eficiencia operativa del sistema petrolero nacional. A partir de esta comprensión, el presente capítulo busca presentar un conjunto de propuestas que, con base en el análisis realizado y el criterio propio de esta investigación, se consideran opciones dignas de evaluación, ya que podrían contribuir significativamente a reducir el desaprovechamiento del gas y generar beneficios técnicos, económicos y ambientales para el país.

### **Presentación de las propuestas**

Como continuación del diagnóstico expuesto, las propuestas se organizaron en función de las tres causas principales previamente identificadas. Este enfoque permitió establecer una relación directa entre los problemas detectados y las soluciones planteadas, facilitando su análisis y evaluación.

Cada conjunto de propuestas incluye medidas inspiradas en experiencias internacionales, en mecanismos regulatorios existentes o viables en el contexto mexicano, y en principios técnicos. Estas propuestas no pretenden ser recetas definitivas, sino opciones realistas y técnicamente fundamentadas que, a juicio de esta investigación, merecen ser evaluadas por su potencial para mejorar el aprovechamiento del gas natural en México.

### **Causa 1: Control exclusivo de infraestructura por parte de Pemex**

Una de las principales limitantes para el aprovechamiento del gas natural en México es la estructura actual de operación de la infraestructura de recolección, compresión y transporte de gas hacia las baterías de separación, que se encuentra mayoritariamente bajo control de Pemex. Esta situación responde a la forma en que históricamente se ha desarrollado el sistema petrolero nacional, en el cual la infraestructura fue diseñada para atender los requerimientos de los campos operados por la empresa productiva del Estado.

Sin embargo, en el contexto actual, esta concentración representa una barrera operativa tanto para los operadores privados, que no cuentan con medios propios para manejar el gas asociado, como para el propio Pemex, cuya flexibilidad operativa se ve limitada en algunos casos, al tener que priorizar sus desarrollos sin posibilidad de compartir capacidad con terceros. Esta condición genera saturación operativa en ciertas regiones, limita la posibilidad de integrar nuevos flujos de gas por parte de terceros y reduce la flexibilidad del sistema para adaptarse a nuevas oportunidades de aprovechamiento.

Aunque la infraestructura está siendo utilizada, su diseño cerrado y sin acceso compartido impide que se alcance un mayor nivel de eficiencia y colaboración sectorial.

A continuación, se presentan dos propuestas orientadas a atender esta causa estructural:

### **Propuesta 1.1: Acceso abierto obligatorio a la infraestructura existente**

Inspirado en modelos internacionales como los de Noruega, Reino Unido y Colombia, se propone que la Secretaría de Energía (SENER), en coordinación con el Órgano Regulador, diseñe e implemente un esquema de acceso abierto regulado a la infraestructura de recolección y manejo de gas natural en el segmento upstream.

Este esquema permitiría que operadores distintos al titular de la infraestructura puedan utilizarla bajo condiciones técnicas preestablecidas, con base en principios de transparencia, seguridad operativa y no discriminación. El Órgano Regulador sería responsable de emitir los lineamientos técnicos y operativos necesarios, mientras que la SENER respaldaría el esquema desde la política energética y la planificación sectorial. Este modelo permitiría fomentar el uso colaborativo de infraestructura, reducir duplicidad de activos, y maximizar el aprovechamiento del gas natural disponible.

Según el Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) del Banco Mundial, países que han implementado esquemas de acceso abierto y uso compartido de infraestructura, como Noruega y el Reino Unido, presentan tasas de quema por barril producido hasta cinco veces menores que países con modelos de infraestructura cerrada. Estos casos demuestran que la apertura regulada de infraestructura upstream es una herramienta eficaz para reducir el desaprovechamiento de gas, especialmente cuando existen campos satélite sin infraestructura propia.

### **Propuesta 1.2: Creación de una entidad neutral para la administración de infraestructura compartida en el upstream**

En países como Noruega y Brasil, la operación coordinada de la infraestructura en el sector upstream ha sido clave para mejorar la eficiencia y evitar el desaprovechamiento de gas. Siguiendo este ejemplo, se propone en México la creación de una entidad neutral encargada de administrar la infraestructura de recolección y manejo de gas natural, con enfoque compartido, especialmente en regiones donde operan múltiples empresas.

Esta entidad, de carácter técnico-operativo, tendría como mandato gestionar el acceso, establecer protocolos operativos comunes, y planear expansiones regionales, asegurando condiciones equitativas y transparentes para todos los usuarios. El objetivo es maximizar el uso de la infraestructura existente, evitar duplicidades y permitir soluciones conjuntas de inversión entre operadores.

Esta propuesta complementa y se implementa después del acceso abierto regulado (Propuesta 1.1). Mientras el acceso abierto representa un paso inicial para habilitar el uso

compartido, la entidad neutral ofrece un modelo más robusto para zonas con alta densidad operativa, donde la coordinación entre actores requiere una estructura formal y técnicamente supervisada.

## **Causa 2: Gas con alto contenido de nitrógeno**

En campos ubicados en la Sonda de Campeche, donde se concentra una parte significativa de la producción nacional, el gas natural extraído presenta altos niveles de nitrógeno. Esta composición es resultado de los proyectos de inyección de nitrógeno utilizados para mantener la presión de los yacimientos, técnica indispensable para sostener la producción de crudo.

Sin embargo, el gas con alto contenido de nitrógeno no cumple con las especificaciones de calidad requeridas para su posterior transformación en los Centros Procesadores de Gas (CPG), debido a su bajo poder calorífico y su composición fuera de norma. Esta limitación impide su inyección al Sistema Nacional de Gasoductos y restringe severamente sus posibilidades de comercialización bajo las condiciones actuales.

Como consecuencia, una parte considerable de este gas no es valorizada en campo, lo que representa una pérdida potencial de recursos. A continuación, se presentan propuestas enfocadas en soluciones técnicas, operativas y regulatorias que podrían facilitar el aprovechamiento de este gas contaminado.

### **Propuesta 2.1: Instalación de plantas modulares para remoción de nitrógeno**

Ante la presencia de gas con alto contenido de nitrógeno en campos productores como los de la Sonda de Campeche, una solución técnicamente viable es la instalación de unidades modulares de remoción de nitrógeno (NRUs) que permitan separar este componente y entregar un gas comercializable, apto para ser enviado a los Centros Procesadores de Gas.

Se propone que PEP implemente un esquema de licitación dirigido a operadores privados, mediante el cual se otorgue a terceros especializados la responsabilidad total de invertir, instalar, operar y mantener las plantas modulares en los puntos de producción definidos por PEP.

El elemento central de este modelo es que PEP no tendría que realizar ninguna inversión directa, ni asumir riesgos técnicos ni financieros asociados a la implementación de esta tecnología. Todo el capital necesario sería aportado por el contratista, quien recuperaría su inversión a través de un modelo contractual que podría considerar un esquema de pago por servicio (por volumen tratado), o una participación sobre el valor del gas recuperado.

En Wyoming, Estados Unidos, esta tecnología ha sido aplicada exitosamente en campos donde el gas contiene 50% o más de nitrógeno. Empresas especializadas han instalado

NRUs modulares directamente en sitio, permitiendo separar el nitrógeno y comercializar el gas resultante. Estas experiencias demuestran que las NRUs pueden ser una solución técnica viable incluso en condiciones de alta contaminación, y con esquemas contractuales donde la inversión corre totalmente a cargo del proveedor del servicio.

## **Propuesta 2.2: Incorporación de mecanismos de mitigación de riesgo para viabilizar proyectos de remoción de nitrógeno**

Como complemento a la Propuesta 2.1, que plantea la instalación de unidades modulares de remoción de nitrógeno (NRUs) mediante licitaciones impulsadas por Pemex Exploración y Producción (PEP), se propone la implementación de un conjunto de instrumentos de mitigación de riesgo diseñados para facilitar la participación del sector privado en estos proyectos sin que PEP incurra en inversión directa.

El desarrollo de estas plantas enfrenta barreras financieras derivadas del riesgo técnico, operativo y comercial percibido por los inversionistas. Para atenderlo, se sugiere habilitar esquemas de cobertura como los siguientes:

### **1. Cobertura de riesgo técnico**

Protege al inversionista frente a posibles fallos tecnológicos que impidan alcanzar los niveles esperados de remoción de nitrógeno. Se puede instrumentar mediante garantías de desempeño o seguros especializados.

### **2. Cobertura de riesgo operativo**

Aplica a eventos que interrumpan la operación del sistema (por ejemplo, fallas logísticas, condiciones adversas en plataformas marinas, o retrasos regulatorios), y puede estructurarse como un seguro de continuidad operativa o una cláusula contractual respaldada por una aseguradora o fondo técnico.

### **3. Cobertura de riesgo comercial o de ingresos**

Asegura al inversionista una recuperación mínima de su inversión, incluso si el volumen de gas tratado o el valor de mercado del gas recuperado resultan inferiores a lo proyectado. Esto puede estructurarse mediante una garantía de primer riesgo (first-loss guarantee), fondo de garantía o convenio con instituciones financieras.

Estos instrumentos no necesitan ser otorgados por el gobierno mexicano directamente, y podrían provenir de:

- Bancos comerciales, como parte de un paquete estructurado de financiamiento.
- Instituciones multilaterales (como BID Invest, IFC o CAF), bajo esquemas de blended finance o fondos de reducción de emisiones.

- Fondos internacionales de transición energética, como el Green Climate Fund, interesados en proyectos que reduzcan emisiones por desaprovechamiento de gas.

El Banco Mundial ha promovido el uso de first-loss garantías y mecanismos de cobertura de riesgo en proyectos energéticos de alta complejidad en países como India, Sudáfrica, Nigeria y Colombia, para fomentar el desarrollo de tecnologías limpias en entornos de riesgo financiero elevado.

### **Causa 3: Producción temprana sin infraestructura y baja rentabilidad del gas**

En diversos desarrollos, tanto marinos como terrestres, la producción de hidrocarburos en México ha comenzado sin contar con la infraestructura necesaria para el manejo del gas natural asociado. En particular, en varios casos no existe infraestructura para conducir el gas hacia las baterías de separación, lo que impide su adecuada recolección y manejo desde las primeras etapas del desarrollo.

Esta situación responde, en parte, a la necesidad de acelerar la producción de crudo con el objetivo de generar ingresos y recuperar inversiones en el corto plazo. A esto se suma que el precio del gas natural en México es relativamente bajo, lo cual limita su rentabilidad frente al crudo y desincentiva inversiones adicionales.

Además, la regulación vigente permite la quema de gas cuando el operador demuestra que su aprovechamiento no es económicamente viable, lo que ha derivado en que parte del gas producido bajo estas condiciones no sea valorizado. Este marco ha generado un desaprovechamiento sistemático, aun cuando podrían explorarse mecanismos para incorporar su manejo desde el diseño inicial del desarrollo.

Esta causa representa una oportunidad estratégica para fortalecer los criterios técnicos y económicos con los que se evalúan los proyectos, promoviendo un enfoque que integre desde el inicio el manejo del gas, de forma compatible con los objetivos de rentabilidad y producción temprana.

#### **3.1: Establecer incentivos fiscales por gas aprovechado a través de crédito fiscal y deducción acelerada**

Para fomentar el aprovechamiento del gas natural asociado en campos donde existen barreras económicas, se propone implementar dos mecanismos fiscales complementarios orientados a mejorar la rentabilidad de estos proyectos sin requerir subsidios directos:

1. Crédito fiscal proporcional al volumen de gas efectivamente aprovechado, y
2. Deducción acelerada de inversiones en infraestructura para manejo de gas.

Ambas propuestas pueden aplicarse de forma simultánea, ya que atienden diferentes momentos del proyecto: la deducción acelerada beneficia el flujo de caja en la etapa de inversión (CAPEX), mientras que el crédito fiscal recompensa la operación continua y el volumen de gas aprovechado (OPEX). Juntas, mejoran sustancialmente el retorno financiero de proyectos que hoy podrían no ser viables bajo el modelo actual.

### **1 Crédito fiscal por volumen de gas aprovechado**

Este esquema otorgaría un beneficio fiscal a los operadores en función del volumen de gas aprovechado, bajo ciertas condiciones de elegibilidad técnica, incluyendo la demostración de que el gas proviene de campos sin infraestructura previa, su aprovechamiento comprobado y la validación de volúmenes por parte del regulador.

El crédito podría aplicarse contra el ISR, o contra el derecho de extracción de hidrocarburos, reconociendo el valor técnico y ambiental de evitar el desaprovechamiento.

Por último, la acreditación de los volúmenes podría ser verificada por un regulador, y se establecerían umbrales mínimos de eficiencia y techos fiscales por contrato o campo.

### **2 Deducción acelerada de inversiones en infraestructura de gas**

Este mecanismo permitiría deducir de manera inmediata (en un solo ejercicio fiscal) o acelerada (por ejemplo, en dos años) las inversiones en equipos y sistemas relacionados con el manejo del gas: líneas de recolección, separación, compresión, medición, acondicionamiento, entre otros.

Esto mejoraría el flujo de efectivo en la fase inicial del proyecto, especialmente en campos con vida útil corta o donde el retorno de capital es incierto.

Es importante destacar que, ambos instrumentos cuentan con precedente en otras industrias dentro del país, la deducción acelerada ya se aplica en sectores como energías limpias y automatización industrial, donde se busca impulsar inversiones estratégicas. El crédito fiscal se ha utilizado para promover actividades de investigación y desarrollo, así como en sectores exportadores con bajo margen operativo.

Esto demuestra que el marco fiscal mexicano ya tiene la capacidad institucional y jurídica para habilitar estos mecanismos, y su aplicación al sector hidrocarburos requeriría ajustes normativos dentro del ámbito de la Secretaría de Hacienda, sin necesidad de reformas legales profundas.

Por otro lado, a nivel internacional existen también antecedentes. En Colombia, el gobierno ha utilizado deducciones fiscales para promover inversiones en infraestructura de gas en campos marginales. En países de la OCDE, el crédito fiscal es una herramienta común para incentivar la captura de gas metano y proyectos de eficiencia energética,

como en Canadá y Australia, donde se aplican sobre emisiones evitadas o inversiones verdes certificadas.

### **3.2: Implementación de soluciones móviles para campos sin conexión a infraestructura**

En campos con producción temprana, baja escala y sin acceso a infraestructura de recolección, una parte considerable del gas natural asociado es desaprovechada, no por falta de voluntad técnica, sino porque su monetización a través de ductos o plantas centralizadas no es viable económicamente. En estos casos, se propone la implementación de soluciones tecnológicas móviles, de bajo requerimiento de inversión fija y alto grado de modularidad, para capturar y valorizar gas aislado directamente en campo.

Estas soluciones pueden incluir:

#### 1. Micro-LNG o mini-LNG portátiles

Plantas compactas que licúan gas en sitio para su transporte en camiones criogénicos a centros de consumo. Permiten comercializar gas sin necesidad de conexión a red, y son especialmente útiles para abastecer mercados locales o industriales cercanos.

#### 2. Unidades móviles de compresión y despacho

Sistemas portátiles que permiten comprimir gas para su almacenamiento temporal o envío a estaciones receptoras. Se pueden usar en proyectos que tengan ventanas operativas intermitentes, o como solución puente mientras se construye infraestructura permanente.

#### 3. Sistemas móviles de generación eléctrica (gas-to-power)

Turbinas o generadores diseñados para operar en campo con gas de baja calidad o bajo volumen, entregando electricidad a las propias operaciones o a redes locales.

Estas soluciones podrían implementarse a través de contratos de prestación de servicios con proveedores privados, sin que se incurra en inversión directa por parte de los Operadores.

Por último, vale la pena destacar la experiencia internacional. En India, empresas han desarrollado unidades de micro-LNG móviles que operan en campos remotos, permitiendo monetizar gas en sitios sin conexión a red. Estos proyectos han sido impulsados por necesidades locales de energía distribuida y por políticas de reducción de quema. Asimismo, en Canadá, se han utilizado soluciones de compresión móvil y generación eléctrica en campo en zonas con gas asociado disperso, combinando contratos de servicio con operadores locales.

### **3.3: Asignación de derechos de aprovechamiento de gas no aprovechado a terceros**

En aquellos casos donde el Operador no cuente con condiciones técnicas, logísticas o económicas para capturar y aprovechar el gas natural asociado, se propone establecer un mecanismo regulado de cesión de derechos sobre el gas no aprovechado, para que terceros especializados puedan capturarlo, procesarlo y comercializarlo bajo términos previamente establecidos.

Este modelo permitiría que el gas que hoy es desaprovechado en campo, y cuyo aprovechamiento no es viable para el operador, pueda ser gestionado por empresas independientes con capacidades técnicas y modelos de negocio adecuados para su utilización, sin que el operador pierda el control general del desarrollo del campo.

La SENER, como responsable de la política energética, podría habilitar un procedimiento para otorgar derechos temporales y limitados a terceros para el uso de ese gas. El tercero seleccionado asumiría la inversión, instalación y operación de la infraestructura necesaria, a cambio del derecho a comercializar el gas o sus derivados.

Dado que el gas natural es propiedad de la Nación y su producción se encuentra regulada por Contratos o Asignaciones, la intervención de la SENER resulta necesaria para asegurar que la cesión de derechos se realice bajo condiciones legales, técnicas y transparentes, protegiendo el interés público y evitando conflictos con los contratos existentes.

En Nigeria, el programa NGFCP ha asignado derechos de captura de gas a terceros mediante licitaciones públicas. Los contratos otorgan el derecho exclusivo de aprovechar el gas no utilizado por el operador, sin modificar el contrato de producción principal.

Como complemento a lo expuesto en este capítulo, la **Tabla 5** presenta un resumen de las propuestas desarrolladas, clasificadas conforme a las tres causas identificadas en el diagnóstico. Para cada propuesta se incluye una breve descripción y el tipo de intervención que representa. Esta sistematización tiene el objetivo de facilitar su comparación y priorización en etapas posteriores de análisis técnico, económico y normativo.

Causa	Propuesta	Descripción	Tipo de intervención
1. Control exclusivo de infraestructura	1.1 Acceso abierto a infraestructura	Establecer acceso regulado y no discriminatorio a infraestructura de Pemex.	Regulatoria / Institucional
	1.2 Entidad neutral para administrar infraestructura	Crear operador independiente tipo CENAGAS para infraestructura upstream.	Institucional
2. Gas con alto contenido de nitrógeno	2.1 Instalación de NRUs por licitación	Permitir que terceros inviertan y operen plantas de remoción de nitrógeno bajo contratos con PEP.	Técnica / Contractual
	2.2 Mecanismos de mitigación de riesgo	Usar garantías de primer riesgo o seguros técnicos para atraer inversión privada en proyectos como NRUs.	Financiera / Institucional
3. Producción temprana sin infraestructura y baja rentabilidad del gas	3.2 Incentivos fiscales: crédito fiscal y deducción acelerada	Estímulos fiscales por gas aprovechado y por inversión en infraestructura de gas.	Fiscal
	3.3 Soluciones móviles (micro-LNG, compresión, generación en sitio)	Tecnologías portátiles para valorizar gas en campos sin conexión.	Técnica / Contractual
	3.4 Cesión de derechos de gas a terceros	Permitir a terceros capturar y comercializar gas no aprovechado, autorizado por SENER.	Regulatoria / Contractual

Tabla 5 Propuestas clasificadas conforme a las causas identificadas en el diagnóstico

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Tras el análisis realizado a lo largo de los diversos capítulos que contempla este trabajo de investigación el cual tiene como finalidad poner en contexto la situación actual del Gas Natural y así poder formular propuestas para su aprovechamiento, se abordaron temas como el volumen asociado a este recurso pasando por los métodos que se emplean para su aprovechamiento, eficiencia en su aprovechamiento, factores tanto técnicos como operativos, marcos normativos y experiencias internacionales con lo cual se logran identificar los siguientes hallazgos:

A pesar de contar con recursos significativos, el país aún enfrenta una fuerte dependencia de las importaciones, lo cual compromete su seguridad energética. La producción nacional no ha logrado cubrir la creciente demanda, lo que ha llevado a que más del 70% del gas natural seco consumido actualmente provenga del extranjero.

En cuanto al aprovechamiento el estudio revela que si bien algunos programas han alcanzado niveles de aprovechamiento superiores al 98%, existen importantes áreas de mejora, tanto en la fase de transición como en la de desarrollo, donde se concentra la mayor parte del gas desaprovechado. Según los datos obtenidos, a junio 2024 se desaprovecharon 247.5 MMPCD de gas natural, lo que representa la mayor parte del gas no aprovechado. Este volumen se concentra principalmente en los campos Ku, Maloob, Zaap y Akal, los cuales a pesar de su alta producción, presentan márgenes de aprovechamiento del 71%, 79%, 81% y 93% respectivamente, esto sugiere que existen problemas tanto técnicos como operativos que limitan su eficiencia de aprovechamiento.

Desde el punto de vista normativo el marco regulatorio vigente en México establece una base sólida para fomentar el aprovechamiento del gas natural, con obligaciones claras, metas cuantificables y mecanismos de seguimiento. Sin embargo, la revisión puntual a las Disposiciones Técnicas en conjunto con el conocimiento del contexto en el que actualmente opera la industria petrolera nacional muestra que, a pesar de los avances, existen limitaciones operativas que impiden que la regulación logre sus objetivos con plena eficacia. Uno de los principales retos radica en que el diseño actual permite a los operadores establecer metas de aprovechamiento por debajo del estándar técnico, lo que diluye el impacto de las sanciones y limita el incentivo para maximizar el uso del gas. Si bien sería técnicamente sencillo para el Estado adoptar un marco regulatorio prohibicionista que restrinja totalmente la quema de gas bajo cualquier circunstancia, una prohibición absoluta no sería viable bajo las condiciones actuales de la industria petrolera nacional.

La falta de infraestructura suficiente, la complejidad de ciertos campos y la presión por mantener los niveles de producción hacen que una medida de ese tipo pueda resultar contraproducente, al limitar la operación de campos estratégicos y reducir la producción nacional de hidrocarburos. Por ello, más allá de plantear una reforma normativa basada exclusivamente en la restricción, este trabajo propone revisar alternativas que puedan ser implementadas de forma gradual y efectiva, promoviendo una mejora sustancial en el aprovechamiento del gas sin comprometer la viabilidad de los proyectos ni la seguridad energética del país. Con esto se busca que la regulación evolucione hacia un modelo más equilibrado, que combine exigencias firmes con incentivos adecuados y que permita atender con inteligencia los desafíos reales de la operación petrolera en México.

Para poder lograr esta evolución es esencial realizar una comparación entre las diversas experiencias internacionales las cuales muestran que diversos países han adoptado estrategias integrales y adaptadas a sus contextos para mejorar el aprovechamiento del gas natural. Aunque los enfoques varían en alcance y forma, todos comparten el objetivo de reducir el desaprovechamiento del recurso y maximizar su valor económico, técnico y ambiental. Casos como Noruega, el Reino Unido y Brasil destacan por haber establecido esquemas de acceso abierto y administración neutral de infraestructura, facilitando la colaboración entre operadores y el uso eficiente de activos existentes. Nigeria ha innovado con mecanismos de cesión de derechos sobre el gas a terceros, permitiendo la participación de nuevos actores especializados sin alterar la estructura contractual original. Colombia y Australia han incorporado incentivos económicos y fiscales, como precios sombra, créditos fiscales y deducciones aceleradas, que complementan la regulación con estímulos positivos.

Por su parte, India y Canadá han demostrado que el uso de tecnologías como micro-LNG y plantas móviles de tratamiento pueden ser determinantes para valorizar el gas en zonas remotas o sin red. Finalmente, Estados Unidos (Wyoming) ha probado que es técnicamente viable aprovechar gas contaminado con nitrógeno mediante unidades modulares de remoción (NRUs), sin requerir inversión pública, a través de esquemas contractuales que transfieren el riesgo al proveedor tecnológico. Estas experiencias no deben verse como modelos a replicar directamente, sino como referencias prácticas que pueden inspirar soluciones adaptadas al contexto mexicano. Lo aprendido a partir de estos casos ofrece una base sólida para construir propuestas realistas, técnicamente viables y legalmente implementables para fortalecer el aprovechamiento del gas natural en México.

Derivado de estos hallazgos surgen las propuestas ya desglosadas detalladamente en el capítulo 5 las cuales atienden a las causas aquí descubiertas del bajo aprovechamiento de Gas Natural. Es por ello que a continuación se presentan los puntos clave de las propuestas desarrolladas atendido a cada una de sus causas:

## **1. Atendido al control exclusivo de infraestructura por parte de Pemex:**

1.1 Acceso abierto obligatorio a la infraestructura existente

1.2 Creación de una entidad neutral para la administración de infraestructura compartida en el sector Upstream.

## **2. Atendiendo al gas con alto contenido de nitrógeno:**

2.1 Instalación de plantas modulares para remoción de nitrógeno

2.2 Incorporación de mecanismos de mitigación de riesgo para viabilizar proyectos de remoción de nitrógeno los cuales contemplan tanto cobertura de riesgo técnico como cobertura de riesgo operativo

## **3. Atendiendo a la producción temprana sin infraestructura y baja rentabilidad del gas:**

3.1 Implementar mecanismos fiscales complementarios como el Crédito fiscal por volumen de gas aprovechado y Deducción acelerada de inversiones en infraestructura de gas

3.2 Implementar soluciones móviles para campos sin conexión a infraestructura

3.3 Asignación de derechos de aprovechamiento de gas no aprovechado a terceros

Finalmente, estas propuestas surgen del análisis detallado de las principales causas que explican el desaprovechamiento del gas natural en México. Lejos de ser medidas genéricas, cada propuesta responde a condiciones técnicas y operativas específicas, y está basada en experiencias internacionales exitosas, precedentes regulatorios existentes y prácticas que ya han sido implementadas en otros sectores productivos del país.

Todas las propuestas tienen en común su viabilidad técnica, es decir, podrían ejecutarse con la tecnología, capacidades operativas e institucionales que actualmente existen en México. Sin embargo, su aplicación práctica depende de una evaluación económica rigurosa, que permita determinar su rentabilidad, su sostenibilidad en el tiempo, y su compatibilidad con los objetivos de desarrollo del sistema energético nacional.

Por ello, estas propuestas no pretenden ofrecer soluciones definitivas, sino opciones concretas y realistas que merecen ser evaluadas en mayor profundidad. Su análisis posterior, incluyendo costos, tiempos de implementación, beneficios económicos y ambientales, será fundamental para determinar cuáles de ellas pueden convertirse en herramientas efectivas para reducir el desaprovechamiento del gas en el corto y mediano plazo.

## Referencias

1. Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). (s.f.). *Normativa aplicable al aprovechamiento de gas*. <https://www.gob.mx/asea>
2. Banco Mundial. (2023). *Global gas flaring data*. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>
3. Banco Mundial. (2023). *Global gas flaring tracker report 2023*. <https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/publication/2023-global-gas-flaring-tracker-report>
4. Banco Mundial. (2024). *Global gas flaring tracker report 2024*. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/2024-global-gas-flaring-tracker-report>
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Estadísticas del sector hidrocarburos*. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Mapa interactivo de hidrocarburos*. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
7. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Registro Público de sesiones del Órgano de Gobierno*. <https://www.gob.mx/cnh/articulos/registro-publico>
8. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Regulación emitida por la CNH*. <https://www.gob.mx/cnh/articulos/regulacion-emitida-por-la-cnh-83399>
9. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)*. <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
10. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Sistema de Producción de Hidrocarburos*. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
11. Gobierno de México. (s.f.). *Datos Abiertos*. <https://datos.gob.mx/>
12. International Energy Agency (IEA). (s.f.). *Gas flaring*. <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/gas-flaring>
13. Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC). (2023). *World Oil Outlook 2023*. [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/340.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm)
14. PEMEX. (s.f.). *Base de Datos Institucional (BDI)*. <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do>
15. PEMEX. (s.f.). *Portal de transparencia: Datos abiertos*. [https://www.pemex.com/etica\\_y\\_transparencia/transparencia/Paginas/datos-abiertos.aspx](https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/Paginas/datos-abiertos.aspx)

16. Schlumberger. (s.f.). *Flaring reduction technologies and strategies*. <https://www.slb.com/resource-library/article/flaring-reduction>
17. Secretaría de Energía (SENER). (s.f.). *Sistema de Información Energética (SIE)*. <https://sie.energia.gob.mx/inicio/#/>
18. Secretaría de Energía (SENER). (2023). *Prospectiva de gas natural 2023–2037*. <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectiva-del-gas-natural-2023-2037>
19. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). *Natural gas explained*. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>
20. World Bank – GGFR. (2022). *Zero routine flaring initiative*. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/zero-routine-flaring>
21. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Producción de hidrocarburos – Portal de visualización*. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
22. Gobierno de México. (s.f.). *Transparencia – Datos abiertos*. [https://www.pemex.com/etica\\_y\\_transparencia/transparencia/Paginas/datos-abiertos.aspx](https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/Paginas/datos-abiertos.aspx)
23. Banco Mundial. (s.f.). *Programa de reducción de la quema de gas*. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>
24. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (s.f.). *Portal de estadísticas públicas*. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>