



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología para determinar tecnologías
que impulsen el desarrollo de campos de
gas natural no asociado en México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Giovanni Faustino Maravilla

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

AGRADECIMIENTOS

A mis **padres y hermanos** por apoyarme durante este camino, por estar en los momentos buenos y malos. por creer en mí y en cada una de mis decisiones. No hay forma de agradecerles, éste también es su logro los amo.

A mi director de tesis **Gaspar Franco Hernández** por su tiempo y dedicación para la elaboración de éste trabajo. Por confiar en mí y brindarme su apoyo y conocimiento, los cuales fueron enriquecedores. Muchas gracias.

A mis **sinodales** por ser ejemplo de profesionistas como personas, gracias por todas sus enseñanzas por alentarme a amar esta carrera y ayudarme a crecer como ingeniero.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, especialmente a la **Facultad de Ingeniería** por haberme permitido estudiar en sus instalaciones y conocer a mis compañeros como amigos junto con los cuales viví experiencias memorables.

CONTENIDO

Introducción	9
Capítulo I. Trascendencia del Gas Natural	11
1.1 Conceptos básicos del gas natural	11
1.2 Panorama a nivel internacional.....	12
1.2.1 Oferta global de gas natural	13
1.2.2 Demanda global de gas natural	14
1.2.3 Pronósticos de energía	16
1.3 Panorama a nivel nacional	18
1.3.1 Producción nacional de gas natural	18
1.3.2 Reservas y recursos nacionales de gas natural	20
1.3.3 Consumo nacional de gas natural	22
1.4 Usos e importancia del gas natural.....	23
1.4.1 Sector eléctrico	23
1.4.2 Sector petroquímico	24
1.4.3 Sector transporte	25
1.4.4 Otros	26
Capítulo II. Legislación del gas natural en México	29
2.1 Antecedentes generales	29
2.2 Marco normativo para el sector upstream.....	31
2.2.1 Disposiciones técnicas	32
2.2.2 Disposiciones económicas	34
2.2.3 Disposiciones sociales y ambientales	35
Capítulo III. Base de datos de campos de gas natural no asociado de Norteamérica	38
3.1 Análisis de los parámetros reunidos	39
3.1.1 Ubicación	40
3.1.2 Geocronología	41
3.1.3 Litología	43
3.1.4 Tipo de fluido	43
3.1.5 Presión y temperatura.....	44
3.1.6 Madurez térmica	45

3.1.7 Porosidad y permeabilidad.....	48
3.1.8 Recursos técnicamente recuperables y factor de recuperación	50
3.1.9 Costo promedio por pozo de desarrollo.....	51
3.1.10 Riesgos presentes	53
3.1.11 Recuperación mejorada y recuperación avanzada.....	55
Capítulo IV. Metodología para determinar tecnologías para desarrollar campos de gas natural no asociado en México	61
4.1 Ingresar los datos de inicio	63
4.2 Ingresar los datos a correlacionar.....	64
4.3 Presentación de los campos o formaciones análogos	65
4.4 Análisis de resultados.....	66
Capítulo V. Caso de aplicación	67
5.1 Ingresar los datos de inicio	67
5.2 Ingresar los datos a correlacionar.....	68
5.3 Presentación de los campos y/o formaciones análogos	70
5.4 Análisis de resultados.....	71
Conclusiones.....	76
Recomendaciones	77
Anexo I Tecnologías y Técnicas para el desarrollo de campos de gas natural no asociado	79
Bibliografía	85

DIAGRAMAS

Diagrama 1. Cadena de valor de los principales precursores petroquímicos.....	25
Diagrama 2. Diagrama de flujo para el uso correcto de la metodología para determinar tecnologías que impulsen el desarrollo de campos de gas no asociado a partir de su aplicación en campos de Norteamérica.....	62

FIGURAS

Figura 1. Pronóstico de la oferta de gas natural a corto plazo esperado por la Agencia Internacional de Energía.....	17
Figura 2. Pronóstico de la demanda de gas natural a corto plazo esperado por la Agencia Internacional de Energía.....	18
Figura 3. Comparativo de emisiones de contaminantes en la generación eléctrica.....	24
Figura 4. Mapa de los estados de la República Mexicana con mayor número de vehículos a base de gas natural vehicular.....	26
Figura 5. Comportamiento y pronóstico del comercio de gas natural.....	27
Figura 6. Fuente, proceso para la obtención de los diferentes tipos de hidrógeno (H ₂).....	28
Figura 7. Estructura institucional en el sector energético de México después de la Reforma Energética de 2013.....	31
Figura 8. Clasificación de yacimientos de gas no convencionales.....	39
Figura 9. Clasificación de los recursos petroleros de acuerdo con la permeabilidad que presentan.....	48
Figura 12. Ubicación del campo Misión en la cuenca de Burgos en el estado de Tamaulipas.....	67
Figura 13. Ingreso de los datos de inicio asociados al campo Misión en la hoja de cálculo de Excel (Elaboración propia).....	68
Figura 14. Datos a correlacionar asociados al campo Misión en Excel.....	69

GRÁFICAS

Gráfica 1. Comparativo entre la producción histórica de gas natural y el volumen histórico de importación de gas natural en México.....	9
Gráfica 2. Producción mundial de gas natural por región, 2000-2019.....	14
Gráfica 3. Demanda mundial de gas natural por región, 2000-2019.....	15
Gráfica 4. Producción nacional de gas natural reportada al 1° de mayo del 2021.....	19
Gráfica 5. Evolución de las reservas nacionales de gas natural durante los últimos años.....	20
Gráfica 6. Comportamiento histórico de la demanda nacional de gas natural por sector económico durante el periodo de 2010-2020.....	22
Gráfica 7. Número de campos y/o formaciones de gas natural no asociado manejados por país.....	41
Gráfica 8. Geocronología presente en campos y/o formaciones de gas natural no asociado de Estados Unidos de América y Canadá.....	42
Gráfica 9. Tipo de hidrocarburo predominante en campos convencionales y no convencionales de gas no asociado.....	44
Gráfica 10. Clasificación de los yacimientos de gas no asociado convencionales y no convencionales de acuerdo con su presión y temperatura.....	45
Gráfica 11. Rango de valores de la reflectancia de la vitrinita encontrados para yacimientos convencionales y no convencionales de gas no asociado.....	47
Gráfica 12. Rango de valores de contenido orgánico total encontrados para yacimientos convencionales y no convencionales de gas no asociado.....	48
Gráfica 13. Datos de permeabilidad obtenidos de campos de gas no asociado de Estados Unidos de América y Canadá.....	49
Gráfica 14. Recursos técnicamente recuperables y factores de recuperación en campos convencionales y no convencionales de gas natural en Estados Unidos y Canadá.....	51
Gráfica 15. Costo promedio por pozo de desarrollo para campos convencionales y no convencionales de gas no asociado en Estados Unidos de América y Canadá.....	52
Gráfica 16. Riesgos asociados cada tipo de yacimientos convencionales y no convencionales de gas natural no asociado.....	54

Gráfica 17. Técnicas de EOR e IOR aplicadas en campos convencionales y no convencionales de gas natural no asociado.....60

TABLAS

Tabla 1. Composición común del gas natural propuesta por W.D. McCain 11

Tabla 2. Campos petroleros con mayor producción de gas natural no asociado reportada al 1° de mayo del 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021). 19

Tabla 3. Principales campos de gas natural con mayor volumen de reservas de gas no asociado reportado al 1° enero de 2021 21

Tabla 4. Recursos prospectivos por tipo de play y calidad de gas natural reportados al °1 enero de 2021 21

Tabla 5. Leyes, normas, lineamientos implementados para la regulación del gas natural 30

Tabla 6. Tabla para calcular las regalías a favor del estado en contratos petroleros y para calcular el derecho de extracción en asignaciones 34

Tabla 7. Características generales de los yacimientos no convencionales: shale gas, tight gas, coalbed methane 40

Tabla 8. Clasificación de los campos convencionales de gas no asociado por su tipo de litología 43

Tabla 9. Grado de madurez que puede tener una roca generador en relación con la reflectancia de la vitrinita 46

Tabla 10. Criterios para fijar la capacidad de generación de hidrocarburos de una roca generadora 46

Tabla 11. Valores de porosidad y permeabilidad de recursos no convencionales aceptados en la literatura 49

Tabla 12. Criterios de litología, porosidad, permeabilidad establecidos en literatura y que se tomaron para definir el tipo de recurso 63

Tabla 13. Comparación entre los datos a correlacionar del área en estudio y los datos que presentan los campos análogos encontrados 65

Tabla 14. Rango de valores de litología, porosidad, permeabilidad para definir el tipo de recursos petrolero 68

Tabla 15. Parámetros a correlacionar del campo Misión 69

Tabla 16. Comparación entre los datos a correlacionar del campo Misión y los campos análogos encontrados 71

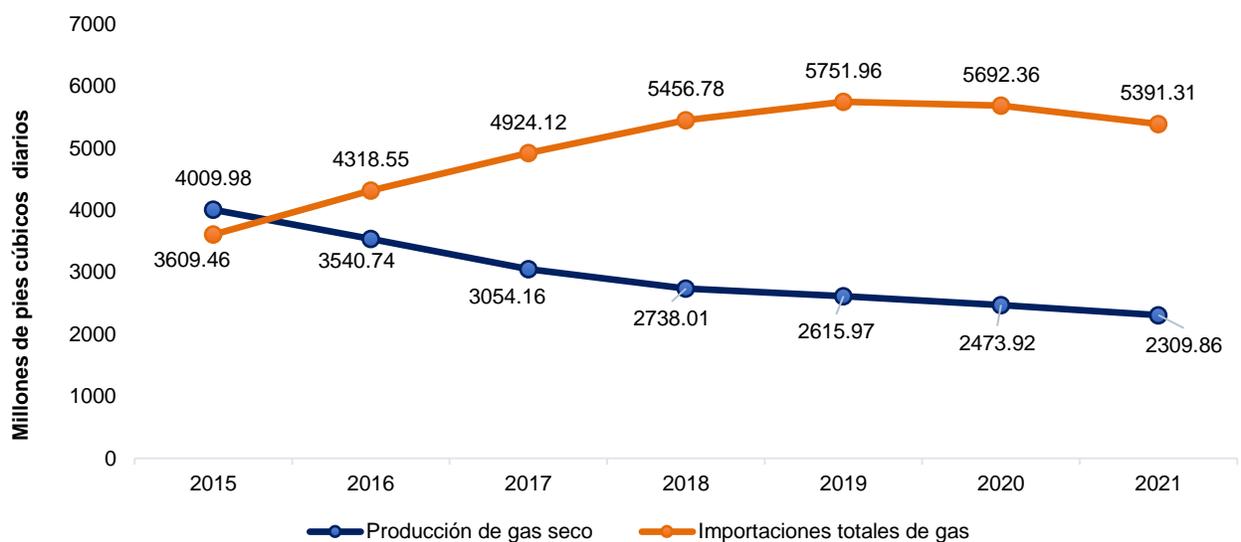
Tabla 17. Características de interés presentes en los campos análogos al área contractual CNH-M3-MISIÓN/2018 72

Tabla 18. Tecnologías aplicadas en las distintas etapas de desarrollo en el campo Misión y sus análogos McAllen Ranch y Stratton 74

Tabla 19. Tecnologías y técnicas para el desarrollo de campos de gas natural no asociado 84

Introducción

Durante la última década México ha visto la importación de gas natural proveniente de Estados Unidos de América como una oportunidad para satisfacer su demanda de gas natural a un precio accesible. Y es que debido al uso de nuevas tecnologías para el desarrollo de proyectos no convencionales dicho país ha tenido la oportunidad de incrementar su producción de gas, disminuyendo los costos asociados, así como los precios de venta de éste energético en el mercado de esa región.



Gráfica 1. Comparativo entre la producción histórica de gas natural y el volumen histórico de importación de gas natural en México (CNH, 2021).

Sin embargo, con la gráfica 1 se observa que con el transcurso de los años el volumen de gas en los puntos de internación ha aumentado desproporcionalmente respecto a la producción nacional de gas hasta ocupar más de un setenta por ciento de la oferta en el mercado nacional (Rodríguez, 2018). Como consecuencia se ha perdido el interés en desarrollar proyectos de gas natural no asociado en México, aminorando la producción nacional de gas natural, relegando los Centros Procesadores de Gas al igual que los Complejos Petroquímicos. Generando la siguiente pregunta sin resolver *¿Cuál es el costo de oportunidad que se está desperdiciando al no explotar las reservas de gas?*



Derivado de lo anterior se propone una metodología para determinar tecnologías que impulsen el desarrollo de campos de gas natural no asociado en México, a partir de campos y formaciones análogas de Norteamérica.

El primer capítulo aborda conceptos básicos sobre las características del gas natural, además, provee una visión de la oferta y demanda a nivel nacional e internacional, así como sus pronósticos, estableciendo la importancia de éste energético para el desarrollo de México.

En el segundo capítulo se mencionan los cambios a los que ha sido sometido el marco jurídico del gas natural en las últimas décadas, exponiendo la **regulación de 2021** para el sector explotación y producción (upstream) que todos los regulados deben cumplir técnica, económica, social y ambiental.

En el capítulo número tres se desglosa la información dispuesta en la base de datos, la cual fue recopilada a partir de la consulta de diversos artículos disponibles públicamente en sitios de internet.

Continuando en el cuarto capítulo se explica el procedimiento que se debe seguir para aplicar la metodología propuesta.

En el quinto capítulo se hace la demostración del uso de la metodología expuesta, evaluando un área contractual de gas natural no asociado en México.

Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones de la metodología, enfocadas tanto a la academia como al sector petrolero en general.



Capítulo I. Trascendencia del Gas Natural

1.1 Conceptos básicos del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos compuesto por metano (CH_4), seguido de otros alcanos en menores concentraciones: etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}). Al momento de su extracción el gas natural puede tener presencia de gases no hidrocarburos debido a las propiedades de la formación estos pueden ser: nitrógeno (N_2), ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) o helio (He). En la siguiente tabla se muestra una composición habitual del gas natural.

Componentes típicos del gas natural (W.D. Mckay)	
Componente	% Mol
Metano	70-98
Etano	1-10
Propano	Trazas - 5
Butano	Trazas - 2
Pentano	Trazas - 1
Hexano	Trazas - 0.5
Heptano	Trazas o generalmente nada
<i>No hidrocarburos</i>	
Nitrógeno	Trazas - 15
Dióxido de Carbono	Trazas - 2
Ácido Sulfhídrico	Trazas - 2
Helio	Hasta 5, generalmente trazas o no existe

Tabla 1. Composición común del gas natural propuesta por W.D. McCain (McCain, 1999).

Las propiedades que posee el gas natural son: incoloro, insípido e inodoro, su peso molecular es menor al del aire (28.96 lbm/lb-mol) haciendo que su densidad relativa a condiciones estándares sea menor, es decir, se disipa más rápido en la atmósfera disminuyendo su riesgo de explosividad.



De acuerdo con su proceso de formación el gas natural puede ser clasificado en: gas inorgánico, gas termogénico y gas biogénico. El gas natural de origen termogénico es el de mayor relevancia debido al gran volumen de gas que genera, éste se da a través de procesos geoquímicos (diagénesis, catagénesis, metagénesis) en los que interactúan materia orgánica en conjunto con sedimentos. En la etapa de catagénesis se genera gas natural rico en hidrocarburos líquidos, conforme se avanza a la fase de metagénesis ocurre la ventana de generación del gas seco (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

Si el gas natural se encuentra en un yacimiento en contacto o disuelto con el aceite en sitio éste recibirá el nombre de gas asociado, en el caso que no exista un volumen de aceite a condiciones de yacimiento se le llamará gas no asociado. Otra clasificación es si el gas contiene hidrocarburos condensables en la cual se tratará de un gas húmedo, si presenta una cantidad recuperable nula o escasa se le conocerá como gas seco. Finalmente, si se detectan grandes cantidades de ácido sulfhídrico se tratará de un gas amargo, de lo contrario será un gas dulce (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

1.2 Panorama a nivel internacional

Durante la última década algunos países han implementado acciones que han favorecido el crecimiento de la oferta y demanda del gas natural, algunas de ellas son: precios bajos del gas natural (*2.63 USD/MM BTU en Waha a marzo 2021*), políticas ambientales implementadas por cada país (*Ley de carbón 0 en Nueva Zelanda, Ley de aire limpio en Estados Unidos de América, Ley cero de emisiones netas en Reino Unido, etc.*), transición energética de carbón hacia gas natural por parte de China e India, progreso del mercado de gas natural licuado (GNL) especialmente en la zona asiática multiplicando el número de terminales de regasificación y licuefacción, como el establecimiento de nuevos gasoductos (*Poder de Siberia entre Rusia y China, Trans-Adriático en Europa Occidental y Villa de Reyes-Guadalajara en México*).



1.2.1 Oferta global de gas natural

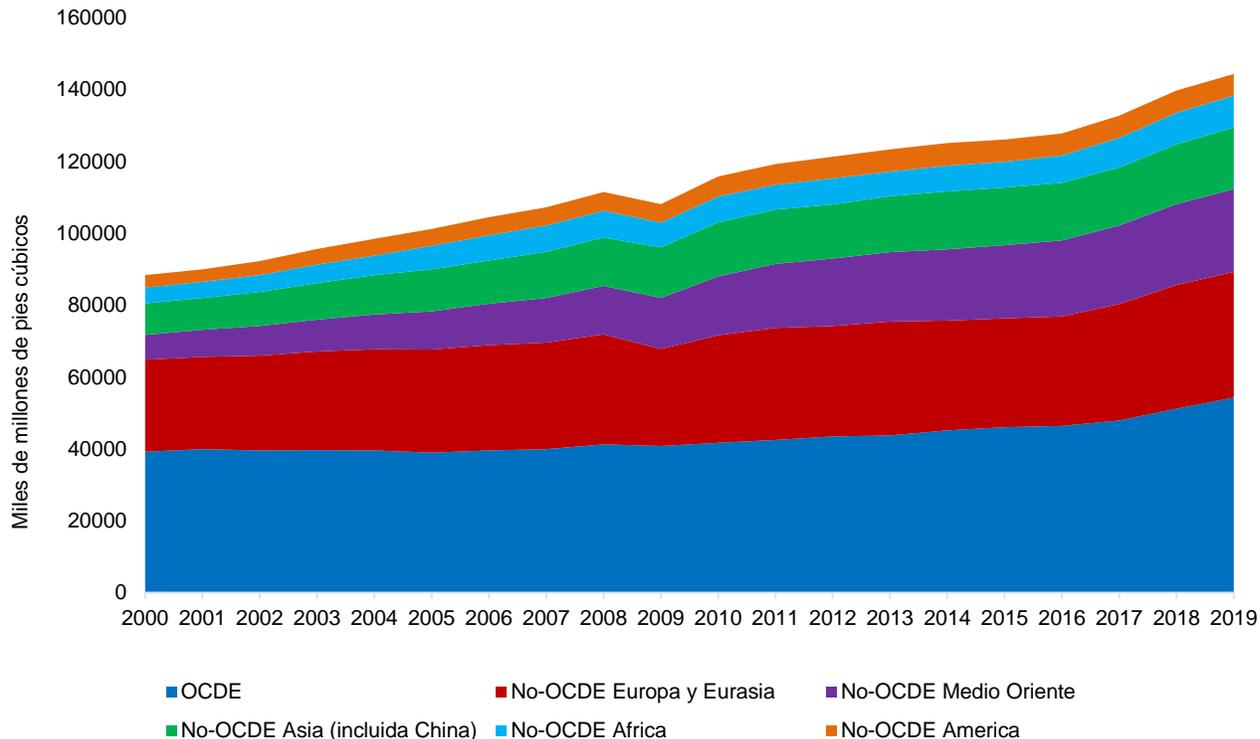
De acuerdo con la gráfica 2 la oferta del gas natural durante 2019 fue de 144.36 billones de pies cúbicos de gas (MMMMpcg) representando un aumento del 3.3% en comparación con el año anterior (International Energy Agency, 2020).

El primer lugar lo ocupa la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE por sus siglas en inglés) superando el umbral de 54.31 MMMMpcg (+6.1%) impulsada por Estados Unidos de América, quien fue el mayor productor de gas natural con 33.72 MMMMpcg (+10.9%) en 2019 por la extracción en sus cuencas Pérmica y Apalaches (International Gas Union, 2020).

En segundo sitio, está la región No-OCDE Europa y Eurasia con una producción de alrededor de 34.96 MMMMpcg, el principal actor es la Comunidad de Estados Independientes (CIS por sus siglas en inglés) con 31.81 MMMMpcg, seguido de Azerbaiyán con una elevación del 28% en su producción gracias al proyecto *Shah Deniz II*, Rusia también tuvo una participación intensificando sus exportaciones de GNL (Internacional Energy Agency, 2020).

En tercer lugar, está Medio Oriente junto con Asia Pacífico, el primero de ellos tuvo una producción de 23.06 MMMMpcg con un crecimiento de 3.2% en la producción de Irán, mientras que Asia Pacífico extrajo 17.16 MMMMpcg (+9.8%), respaldado por una política de uso de gas doméstico (International Energy Agency, 2020).

Por otro lado, las regiones que redujeron sus producciones de gas natural fueron América Latina con una declinación de 1.2% siendo los responsables Venezuela y Bolivia. Europa tuvo una reducción de alrededor de 547.37 miles de millones de pies cúbicos de gas (MMMpcg) debido a que Noruega disminuyó 240.13 MMMpcg y Holanda tuvo una reducción de 176.57 MMMpcg. (International Energy Agency, 2020).



Gráfica 2. Producción mundial de gas natural por región, 2000-2019 (International Energy Agency, 2020).

1.2.2 Demanda global de gas natural

De acuerdo con la gráfica 3 la demanda de gas generada en el mercado internacional para el año 2019 fue de 140.76 MMMMpcg, un aumento de 2.04 MMMMpcg con relación al año previo (+1.5%).

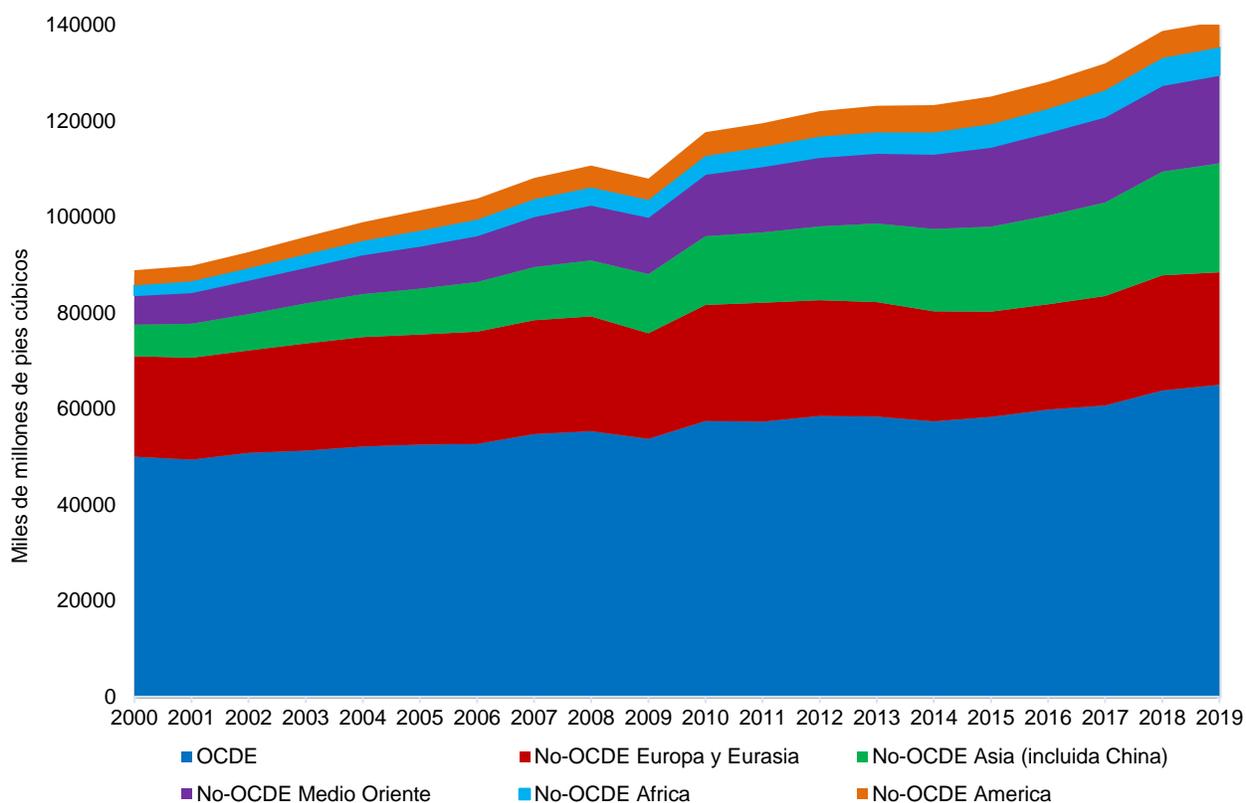
Al igual que en la oferta la región de la OCDE fue el área de mayor demanda, los exponentes de esta región fueron Estados Unidos de América con 783.98 MMMpcg a consecuencia de los precios bajos del gas que incentivaron el uso de gas para la generación eléctrica, Alemania con 236.60 MMMpcg al igual que Australia. Mientras que Japón (197.76 MMMpcg), Turquía (165.97 MMMpcg), Corea del Sur (105.94 MMMpcg) disminuyeron su demanda a causa del crecimiento en la generación de electricidad con energía nuclear (Internacional Energy Agency, 2020).



Por otro lado, países no pertenecientes a la OCDE acrecentaron su demanda en 826.36 MMMpcg (+1.1%), donde China con su política de aire limpio apoyada con la transición de carbón por gas natural solicitó 851.08 MMMpcg, entretanto Turkmenistán requirió 215.41 MMMpcg (+23.2%) como consecuencia a la intensificación de importaciones de GNL (International Gas Union, 2020).

Aunque la economía de Medio Oriente exhibió un progreso lento, Irán requirió 134.19 MMMpcg, Irak 120.06 MMMpcg, Kuwait 88.28 MMMpcg y Bahrein con 70.62 MMMpcg (International Gas Union, 2020).

La demanda en Europa continúa ascendiendo con el cambio de carbón a gas en el sector eléctrico, en contraste con Latinoamérica donde en 2019 una caída en el uso de gas en plantas de ciclo combinado redujo la demanda (International Gas Union, 2020).



Gráfica 3. Demanda mundial de gas natural por región, 2000-2019 (International Energy Agency, 2020).



1.2.3 Pronósticos de energía

A pesar de los comportamientos positivos anteriores, durante 2020 el mercado global de hidrocarburos se vio afectado por eventos fortuitos; las diferentes medidas de prevención tomadas por cada país debido a la pandemia provocada por el virus SARS-CoV-2 (COVID 19), junto con los sucesos geopolíticos entre los principales países petroleros confirmaron lo sensible que es el sistema energético global. Es por ello que se necesita conocer los distintos escenarios que pronostican las agencias internacionales de energía. *¿Cómo será la oferta? ¿Cuál será la demanda? ¿Qué sectores son y serán los menos afectados?* Así se percibirán los retos y oportunidades del futuro para el sector gasífero.

Con la figura 1 se observa que la producción a corto plazo va a estar liderada por Norteamérica encabezada por Estados Unidos de América por la ampliación de sus instalaciones para exportar gas natural licuado, así mismo Canadá producirá 670.97 MMMpcg en 2025 (+3% anualmente) gracias a su formación de lutitas Montney (BP, 2020).

La segunda región que más aporta es Eurasia con una producción de 36.37 MMMMpcg en 2025 (+1.8% anualmente), siendo su máximo exponente Rusia (70%) debido a sus proyectos de exportación, así mismo Azerbaiyán expandirá su producción un 30% con su campo Shah Deniz II. Para Medio Oriente se espera una producción de 27.89 MMMMpcg, comandados por Arabia Saudita, Iraq, Israel, Qatar e Irán, los cuales representarían 75% del suministro (BP, 2020).

En Asia Pacífico, Australia el segundo productor de la región estabilizará su rendimiento en 5.29 MMMMpcg como resultado de la optimización en sus campos maduros, simultáneamente India producirá 423.77 MMMpcg de la mano de sus proyectos en aguas profundas.

África es la región de mayor crecimiento con una tasa de 5.6% por año debido a las asociaciones (joints) costa afuera en Mauritani y Senegal (BP, 2020).

En Europa el suministro caerá un 40% (excepto Noruega), debido a que Holanda en el campo Groningen disminuirá la producción para prevenir futuros sismos debido a las técnicas de fracturamiento hidráulico implementadas en la región y en Inglaterra los descubrimientos de Glendronach y Glengorm mejorarán los pronósticos de producción, pero no serán suficientes para contrarrestar la declinación en sus campos maduros (BP, 2020).

En centro América y Sudamérica la producción llegará a 5.65 MMMMpcg (+2.1%) en 2025.

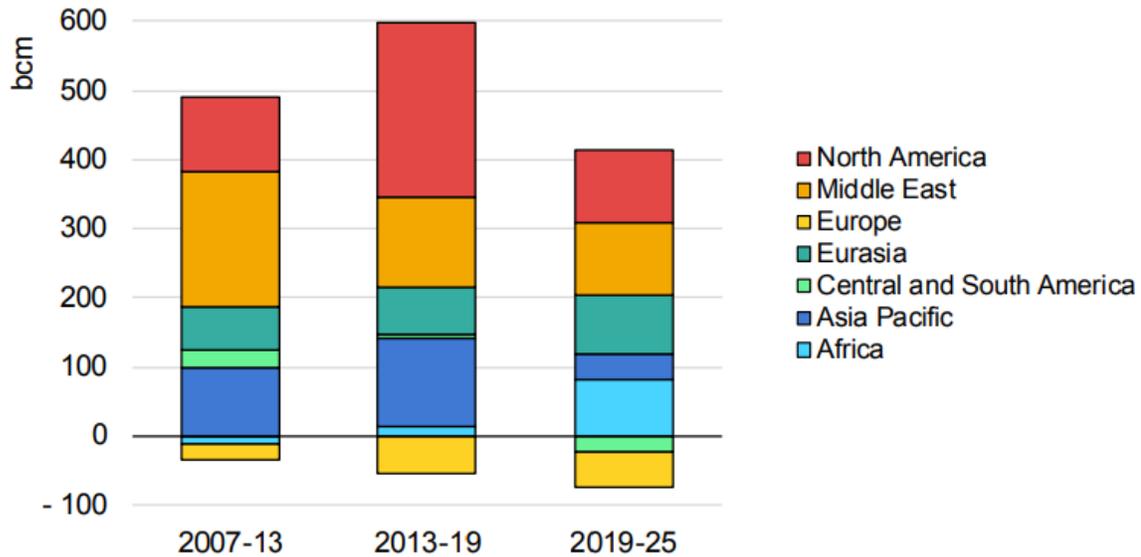


Figura 1. Pronóstico de la oferta de gas natural a corto plazo esperado por la Agencia Internacional de Energía (Internacional Energy Agency, 2020).

Por otra parte la figura 2 indica que la recuperación de la demanda de gas natural se prevé comience en 2021 llegando a 154.32 MMMMpcg en 2025 (+1.5 anual) (BP, 2020).

Eurasia, Norte América, quienes fueron los territorios más afectados, se redimirán gracias a la demanda en el sector industrial (químicos o fertilizantes), políticas gubernamentales establecidas y el mejoramiento de infraestructura éste será el caso de China e India (BP, 2020).

Para el caso de Europa la demanda no aumentará debido a la expansión de energías renovables. Medio oriente demandará para el año 2025, 23.30 MMMMpcg, Irán y Arabia Saudita principalmente requerirán el recurso para el uso doméstico y generación de electricidad.

La expectativa de la demanda en África se amplía a 6.88 MMMMpcg para 2025 (+3.3% anualmente) por la generación eléctrica y uso industrial en Argelia, Egipto más Nigeria (BP, 2020).

Finalmente, Centroamérica junto con América del Sur incrementarán su demanda en 176.57 MMMpcg para finales del 2025 (+0.6%).

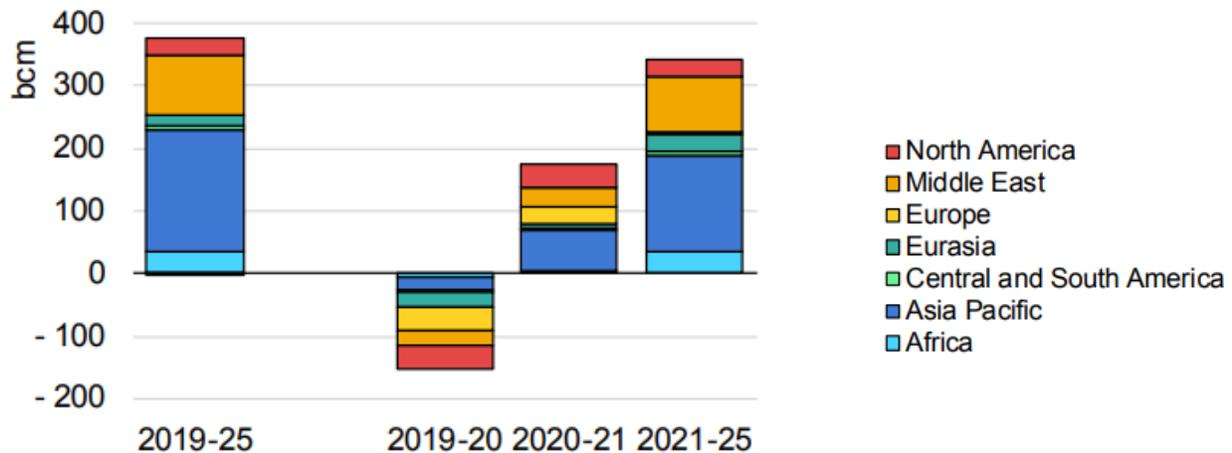


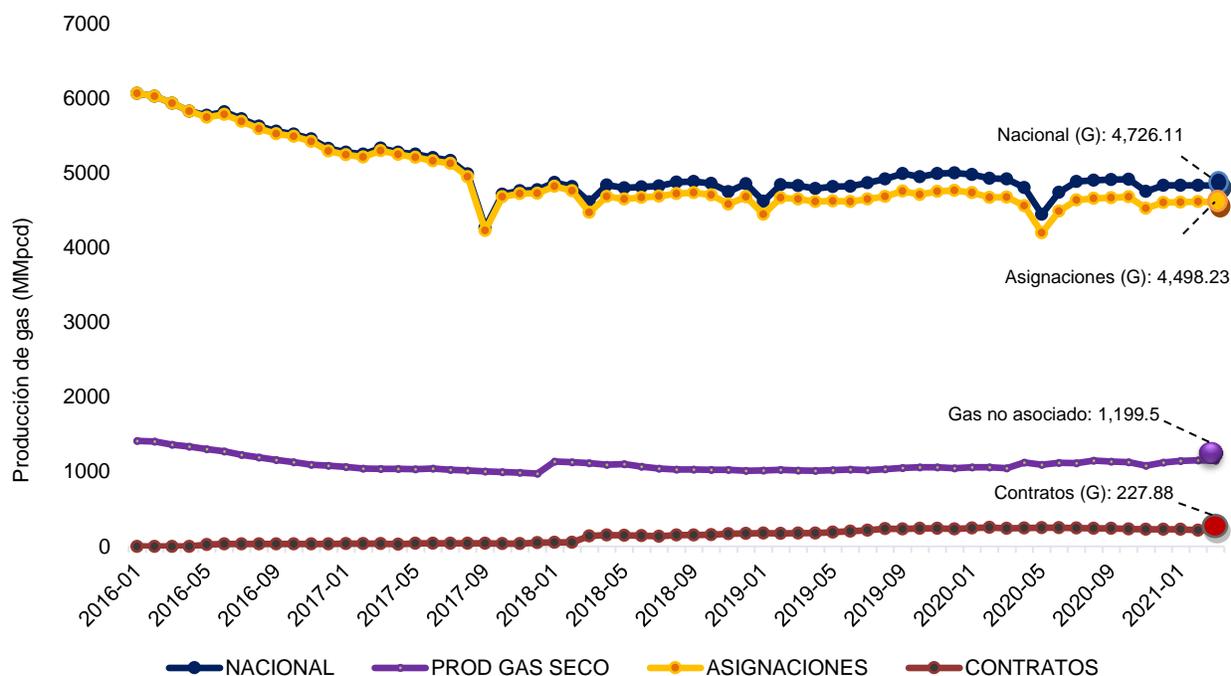
Figura 2. Pronóstico de la demanda de gas natural a corto plazo esperado por la Agencia Internacional de Energía. (Internacional Energy Agency, 2020).

1.3 Panorama a nivel nacional

1.3.1 Producción nacional de gas natural

La producción de gas natural en México ha tenido un comportamiento variable a lo largo de los últimos años, la gráfica 4 reporta un gasto al 1° de mayo del 2021 de 4,726.11 millones de pies cúbicos de gas (MMpcg) (+1.3% con respecto al mes anterior), de la cual 4,498.23 MMpcg derivan de las asignaciones (95%) y los restantes 227.88 MMpcg (5%) provienen de contratos de la ronda uno, licitación tres (R01, L03) y ronda dos, licitación dos (R02, L02) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021).

Con relación a la producción solamente de gas natural no asociado, el gasto reportado al 1° de mayo 2021 es de 1,199.5 MMpcg, representando únicamente el veinte tres por ciento de la producción nacional.



Gráfica 4. Producción nacional de gas natural reportada al 1° de mayo del 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021).

La tabla 2 indica los principales campos de gas no asociado con mayor aporte a la producción de gas natural durante mayo de 2021, los cuales pertenecen a las cuencas del Sureste, Veracruz y Burgos.

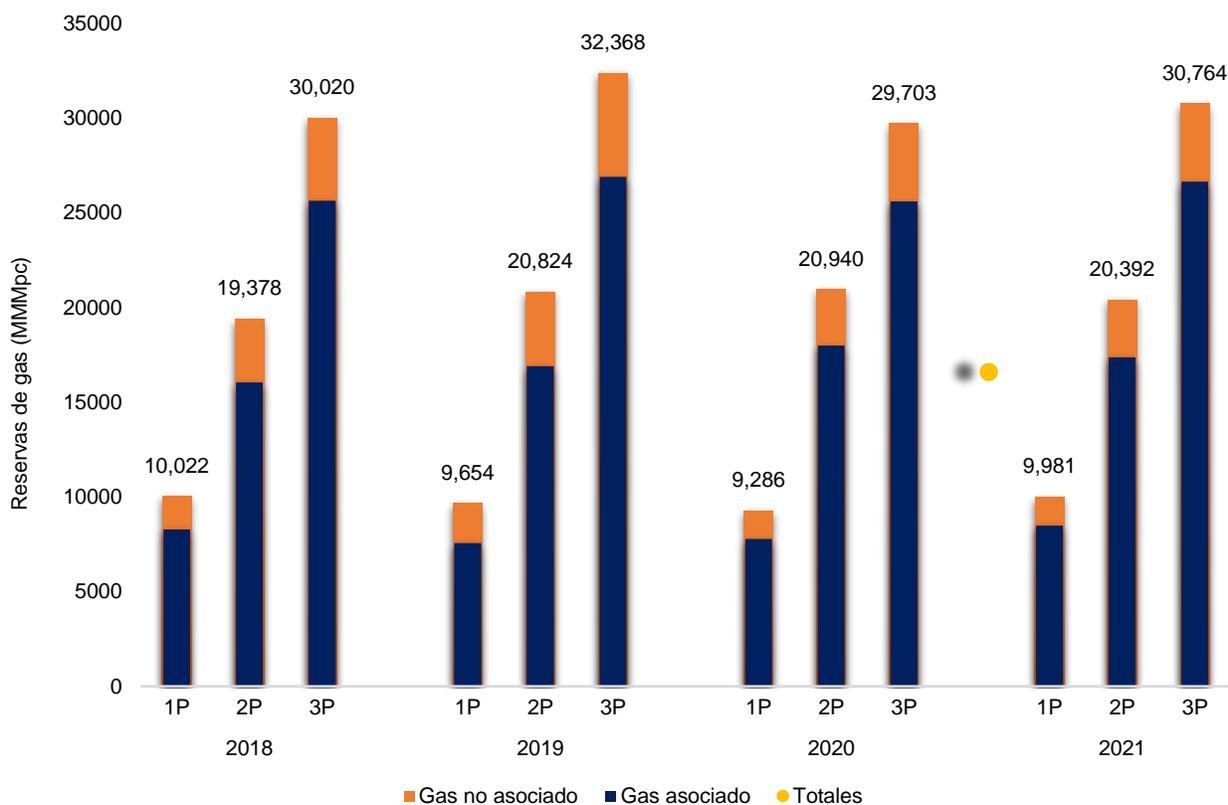
Campo	Provincia Petrolera	Producción de Gas Natural (MMpcpd)
Ixachi	Veracruz	192.48
Quesqui	Sureste	123.96
Tizón	Sureste	91.08
May	Sureste	75.40
Cuitláhuac	Burgos	48.70
Misión	Burgos	89.64
Benavides-Primavera	Burgos	9.54

Tabla 2. Campos petroleros con mayor producción de gas natural no asociado reportada al 1° de mayo del 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021).

1.3.2 Reservas y recursos nacionales de gas natural

La evolución de las reservas de gas natural durante el último lustro ha sido variable. De acuerdo con la gráfica 5 al 1° de enero de 2021 las reservas probadas corresponden a 9,981 MMMpcg (+7.4% respecto 2020), las reservas probables son 10,411 MMMpcg (-10.6% menos respecto al año previo), mientras que las reservas posibles aumentaron a 10,373 MMMpcg (+18.3% en cuanto a 2020) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021).

Conociendo las reservas de gas no asociado y la producción anual de gas no asociado a 2021 igual a 1,212.6 MMpcd, se obtiene la relación reservas-producción para éste hidrocarburo: 1P igual a 3.3 años, 2P igual a 6.8 años y 3P igual a 9.3 años.



Gráfica 5. Evolución de las reservas nacionales de gas natural durante los últimos años (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021).



Dichas reservas de gas no asociado se encuentran en campos ubicados en las cuencas de Veracruz, Sureste, Golfo Profundo y Burgos (tabla 3). Esto significa que la producción a largo plazo de este hidrocarburo dependerá de la aplicación de técnicas de optimización de campos en la cuencas de Veracruz, Sureste y Burgos, así como el uso de nuevas tecnologías para subyugar los retos técnicos y económicos relacionados a aguas profundas y recursos no convencionales.

<i>Campo</i>	<i>Reservas 1P</i>	<i>Reservas 2P</i>	<i>Reservas 3P</i>
Ixachi	2,015	4,177	6,445.00
Quesqui	308	889.33	1,987.71
Lakach	342.44	936.58	936.58
Céfiro	24.69	124.03	372.29
Misión	105.8	199.01	323.72

Tabla 3. Principales campos de gas natural con mayor volumen de reservas de gas no asociado reportado al 1° enero de 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburo, 2021).

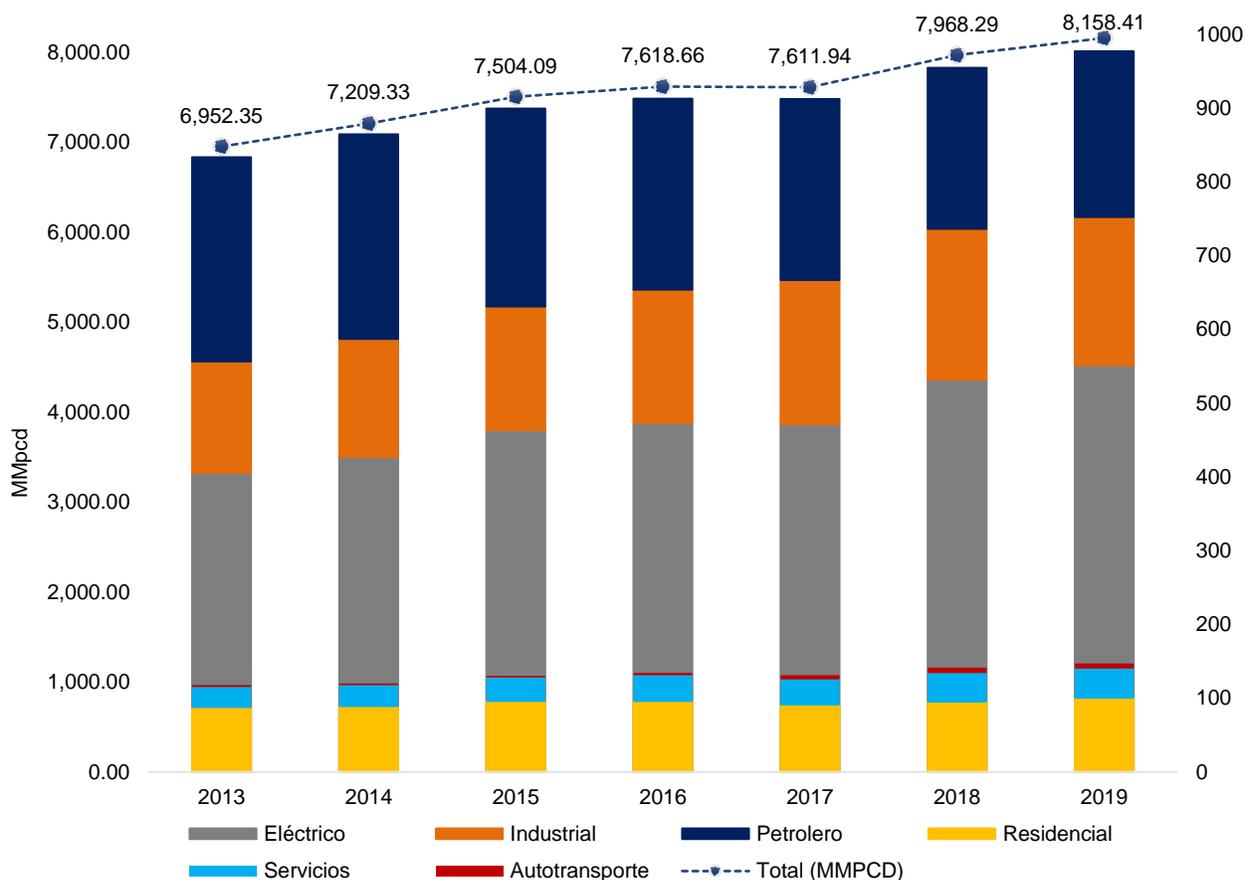
Sobre los recursos prospectivos la tabla 4 señala que México cuenta con 224.7 MMMMpcg, de los cuales 141.5 MMMMpc (63%) se encuentran en yacimientos no convencionales situados en las cuencas de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos y Tampico-Misantla. Los restantes 83.2 MMMMpcg (37%) son recursos convencionales asentados en el Golfo profundo, Burgos, Sureste, Veracruz, Tampico-Misantla y Sabinas-Burro-Picachos (Comisión Nacional de Hidrocarburo, 2021).

<i>Tipo</i>	<i>Burgos</i>	<i>Plataforma de Yucatán</i>	<i>Cuenca del Sureste</i>	<i>Golfo Profundo</i>	<i>Sabinas-Burro-Picachos</i>	<i>Tampico-Misantla</i>	<i>Veracruz</i>	<i>Nacional</i>
Plays convencionales	13.2	0.1	7.2	50.5	2.0	4.7	5.6	83.2
Gas húmedo	11.8	0.1	2.1	24.7	0.1	0.7	2.4	41.9
Gas seco	0.4	0.0	5.1	25.8	1.9	4.0	3.2	41.4
Plays no convencionales	53.8	0.0	0.0	0.0	67.0	20.7	0.0	141.5
Gas húmedo	9.5	0.0	0.0	0.0	6.6	20.7	0.0	36.8
Gas seco	44.3	0.0	0.0	0.0	60.4	0.0	0.0	104.7
Total	67.1	0.1	7.2	50.5	68.9	25.4	5.6	224.7

Tabla 4. Recursos prospectivos por tipo de play y calidad de gas natural reportados al 1° enero de 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburo, 2021).

1.3.3 Consumo nacional de gas natural

La gráfica 6 muestra el volumen de gas natural que necesitó la República Mexicana durante el año 2019 asciende a un total de 8,158.41 MMpcd, significando un incremento de 190.12 MMpcd (+2.3% con respecto al año anterior) siendo el sector petrolero y eléctrico los de mayor adquisición (Secretaría de Energía, 2020).



Gráfica 6. Comportamiento histórico de la demanda nacional de gas natural por sector económico durante el periodo de 2010-2020 (Secretaría de Energía, 2020).

En el sector de autotransporte la gasolina junto con el diésel siguen siendo los protagonistas del área, el gas natural solo requirió 7.13 MMpcd (-4% menos que en el año anterior) (Secretaría de Energía, 2020). Para el sector de servicios o comercio el gas natural es el energético de mayor consumo sólo por detrás del gas licuado de petróleo (GLP), durante 2019 se demandaron 40.9 MMpcd (+2.40% con relación al año previo) (Secretaría de Energía, 2020).



El uso residencial del gas natural se intensificó debido a una mayor eficiencia en su consumo, sustituyendo a fuentes de energía primaria como la leña, en 2019 su demanda fue de 99.17 MMpcd (+5.5% respecto 2018). Por otro lado, en 2019 la actividad industrial demandó 1,648.48 MMpcd (Secretaría de Energía, 2020).

Para el sector petrolero se registró un volumen de 1,842.73 MMpcd (+3% respecto 2018) a causa del aumento en la producción petrolera, el gas se empleó para bombeo mecánico, mantenimiento de presión y generación eléctrica in-situ. Si el gas se dispone para métodos de recuperación mejorada en campos maduros, la demanda de éste bien se intensificaría (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

Finalmente, en el área eléctrica, el gas natural es el combustible con mayor demanda gracias a las plantas de ciclo combinado de CFE y privados, como a la conversión de centrales termoeléctricas a centrales duales disminuyendo el uso del combustóleo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018). En 2019 se suministraron 4,520 MMpcd (+3% respecto al año anterior) a dicho sector (Secretaría de Energía, 2020).

1.4 Usos e importancia del gas natural

Con toda la información expuesta en las secciones previas se muestra al gas natural como uno de los energéticos con mayor relevancia a nivel global, su importancia es tal que incluso en los peores escenarios, como el caso de 2020, donde fue el energético cuya demanda se vio menos afectada a nivel global (-1.9%) (International Energy Agency IEA, 2021).

El gas natural ofrece una diversidad de usos, es un recurso abundante, tiene bajo costo de producción, genera precios competitivos para los consumidores, además de poseer ventajas ambientales o tecnológicas.

1.4.1 Sector eléctrico

Con el transcurso del tiempo el gas natural se ha posicionado como el segundo energético más apropiado para la generación de energía eléctrica representando el 23.3% en 2019 a nivel global (International Gas Union, 2020).

Gracias a las centrales de ciclo combinado ha desplazado además del carbón al combustóleo por ser un combustible que al momento de su combustión emite menos contaminantes (figura 3), además de permitir el uso de energías renovables sirviendo como un respaldo durante la variabilidad de estas.

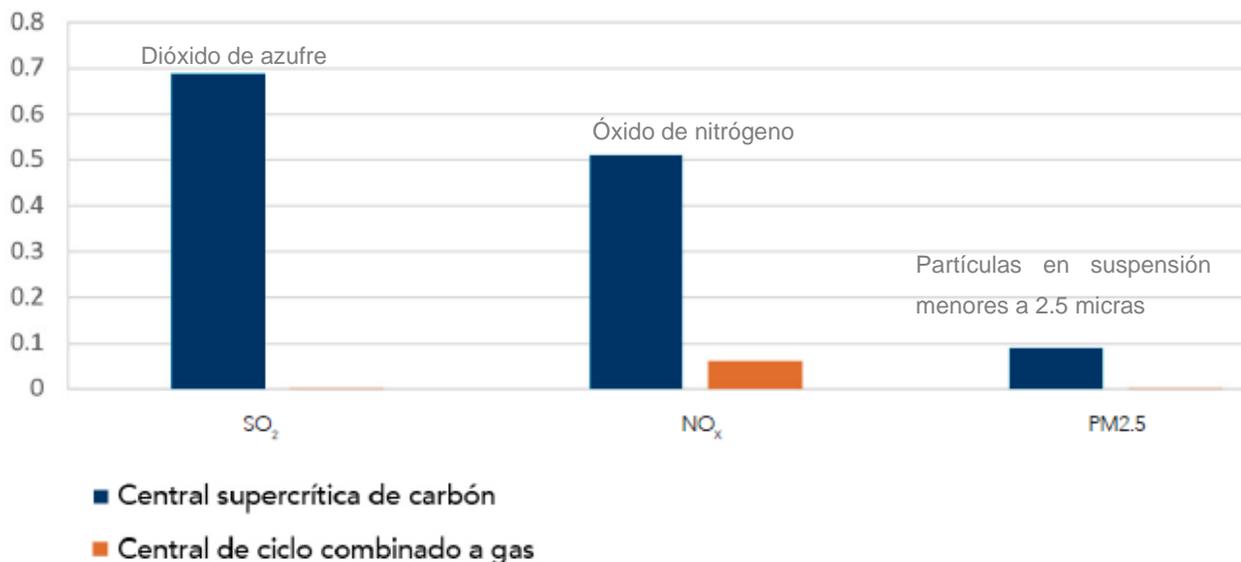


Figura 3. Comparativo de emisiones de contaminantes en la generación eléctrica (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

1.4.2 Sector petroquímico

La producción petroquímica de Petróleos Mexicanos para el año de 2020 fue de 4,321.95 toneladas (-21% respecto al año previo). Dicha producción está conformada por el suministro en refinerías donde la materia prima es el crudo y por los complejos petroquímicos donde el gas natural es el insumo principal. Siendo estos últimos donde se obtuvo el mayor número de derivados para los sectores primarios, secundarios y terciarios, simbolizando el 52% de la producción de 2020. En el diagrama 1 se muestra el origen de las materias primas para la industria petroquímica (Petróleos Mexicanos, 2021).

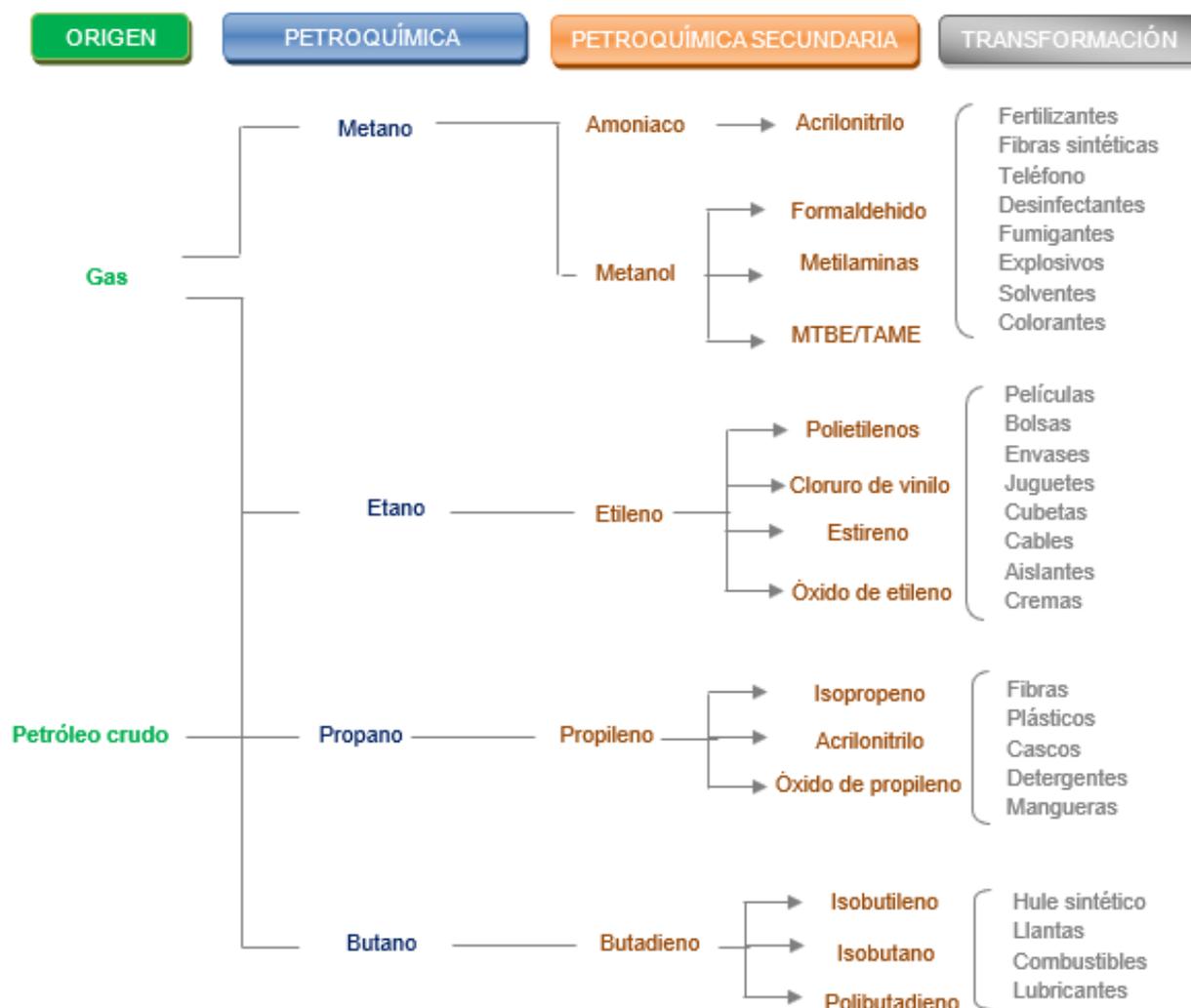


Diagrama 1. Cadena de valor de los principales precursores petroquímicos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

1.4.3 Sector transporte

Para el transporte el gas natural vehicular (GNV) ha visto un crecimiento paulatino (figura 4), sin embargo, en comparación con la gasolina o diésel, éste brinda numerosos beneficios al medio ambiente como al consumidor dentro de los cuales destacan:

- No contamina suelo y mantos freáticos.
- Disminuye la contaminación auditiva.

- Reduce la emisión de gases de efecto invernadero: ozono (-96%), CO (-95%), CO₂ (-20%), NO_x (-30%).
- Es económico y seguro para el consumidor ahorrando 48%, 55%, 58%, respecto al diésel, gasolina Premium y gasolina Regular.

Se estima que con 10,000 vehículos que funcionen con GNV se dejarían de emitir aproximadamente 84,000 toneladas de CO₂ a la atmósfera. A 2021 son once estados de México los que cuentan con vehículos a base de GNV (Naturgy, 2021).



Figura 4. Mapa de los estados de la República Mexicana con mayor número de vehículos a base de gas natural vehicular (Naturgy, 2021).

1.4.4 Otros

De igual modo México cuenta con una posición geográfica estratégica en el comercio internacional representando una oportunidad para nuestro país en el gas natural licuado (GNL), a partir de la figura 5 se estima que para 2025 el intercambio de gas natural se dé por medio del GNL con 25 MMMMpcg (+24% que en gasoductos) (International Gas Union, 2020), disminuyendo el uso de combustóleo en barcos, así como la emisión de gases contaminantes.

Si México toma la iniciativa de exportar gas natural licuado a un nicho de mercado en auge, por ejemplo, Asia o Centroamérica, podría generar ingresos a causa de las diferencias entre los costos asociados a su producción y sus precios de venta.

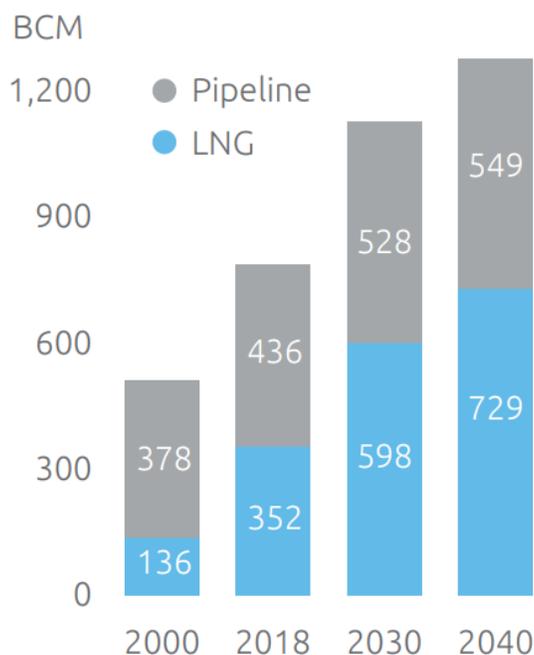


Figura 5. Comportamiento y pronóstico del comercio de gas natural (International Gas Union, 2020).

Finalmente, otra aplicación es la obtención de hidrógeno gris a través de la reformación vapor-metano y se llegará a aplicar tecnología de captura, uso, almacenamiento de carbono como se indica en la figura 6 se obtendría hidrógeno azul descarbonizado, elementos claves para el futuro del sector energético.

La función actual del hidrógeno es como materia prima para producir amoníaco además de metanol, también remueve impurezas del petróleo crudo y reduce el nivel de sulfuro en el proceso de refinación de petróleo crudo.

No obstante, puede ser atractivo para sectores donde el suministro de energía eléctrica con alternativas renovables sea complicado, como la industria siderúrgica, la cementera, la aviación y el transporte pesado y marítimo (International Gas Union, 2020).

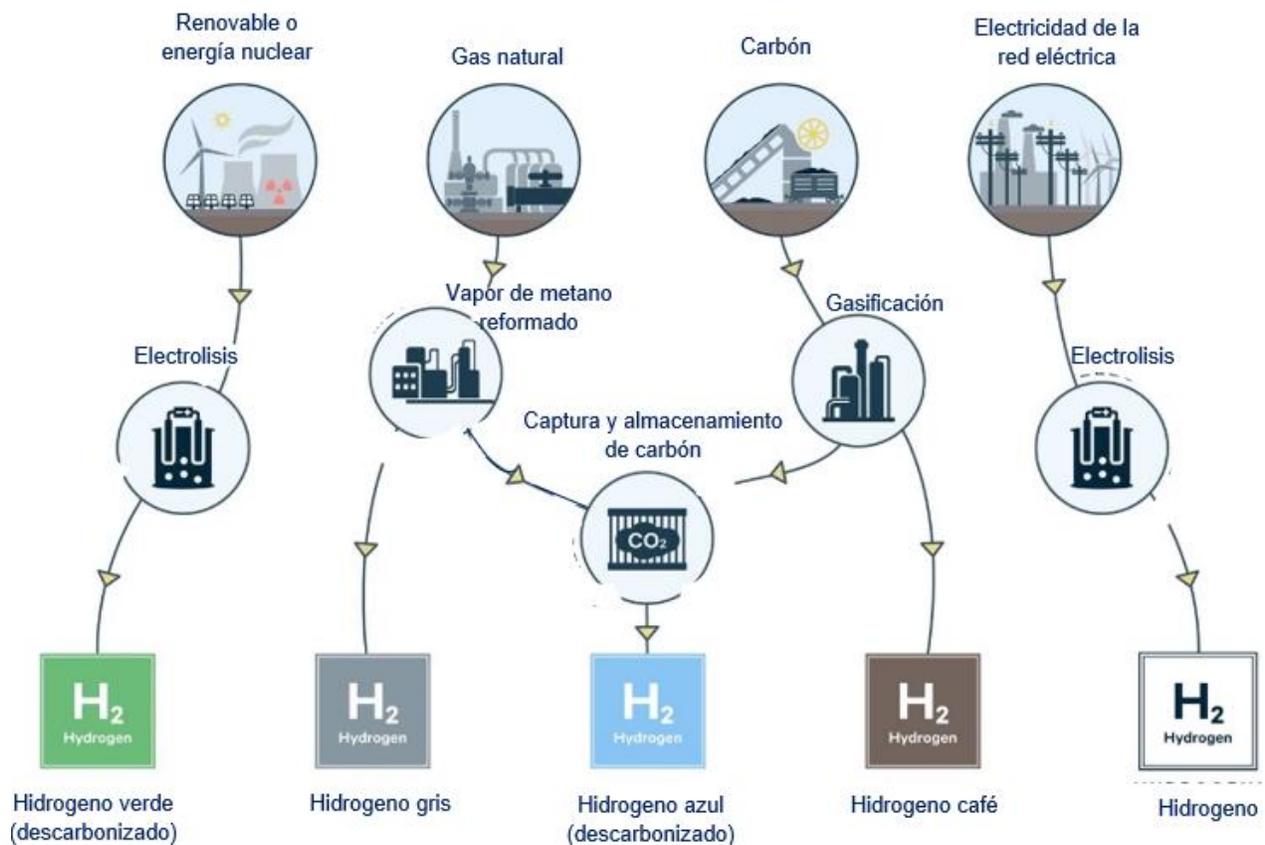


Figura 6. Fuente, proceso para la obtención de los diferentes tipos de hidrógeno (H₂) (Resources, 2020).

Para poder incrementar el consumo de gas natural en todos los sectores y así aprovechar los beneficios que éste ofrece, es necesario contar con organismos que impulsen un marco regulatorio que promueva el desarrollo de proyectos de gas natural bajo las mejores prácticas establecidas en la industria petrolera.



Capítulo II. Legislación del gas natural en México

2.1 Antecedentes generales

La legislación del gas natural en México ha estado bajo constantes cambios durante las últimas décadas con el fin de potencializar todas las actividades que engloban la cadena de valor del gas natural e impulsar la inversión pública como privada, creando un mercado eficiente y competitivo.

La primera reforma se dio en el año de 1995 con la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para regular y promover el desarrollo eficiente del almacenamiento, transporte, distribución del gas natural por parte de terceros con el objetivo de aumentar la infraestructura nacional de gasoductos (Secretaría de Energía, 1995).

En segundo lugar, sucedió la regulación del año 2008, donde se constituye la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), un organismo con autonomía técnica y cuya misión consistía en regular las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por parte de la empresa paraestatal, en ese tiempo Petróleos Mexicanos (PEMEX). Por otro lado, la Comisión Reguladora de Energía siendo un órgano autónomo impulsa los términos y condiciones para operar las ventas de primera mano (Secretaría de Energía, 2008).

Finalmente, en 2013 se promulga la Reforma Energética, la cual confirió nuevas atribuciones técnicas y presupuestarias a la Comisión Nacional de Hidrocarburos abriendo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a otros jugadores diferentes a la empresa del estado. Asimismo, la Comisión Reguladora de Energía elimina el concepto de ventas de primera mano del gas natural haciendo que el precio se regule por el mercado, es decir, por la ley de la oferta-demanda. Se crean nuevas instituciones, la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente (ASEA), el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) encargado de los gasoductos y de supervisar el suministro de gas natural mediante la aplicación de temporadas abiertas (Secretaría de Energía, 2016).

A continuación, en la tabla 6 se resumen algunas de las leyes, normas, lineamientos en materia energética que se han implementado con relación al gas natural.

Leyes, normas, lineamientos implementados para la regulación del gas natural		
<i>Upstream</i> (Exploración y extracción)	<i>Midstream</i> (Procesamiento, almacenamiento y transporte)	<i>Downstream</i> (Distribución y refinación)
<p>Creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.</p> <p>Lineamientos aprovechamiento de gas natural asociado.</p> <p>Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.</p> <p>Autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial.</p> <p>Lineamientos para la certificación y cuantificación de reservas.</p> <p>Lineamientos para la medición de hidrocarburos.</p> <p>Autorización para la perforación de Pozos.</p> <p>Lineamientos para los Planes de exploración y de desarrollo.</p>	<p>Creación de la Comisión Reguladora de Energía.</p> <p>Apertura del almacenamiento, transporte a privados.</p> <p>Creación del Centro Nacional de Control de Energía.</p> <p>Creación del Centro Nacional de Control de Gas Natural.</p> <p>Política pública de almacenamiento de gas natural.</p> <p>NOM-001-SECRE-2010</p> <p>NOM-007-SECRE-2010</p> <p>NOM-013-SECRE-2004</p>	<p>Apertura de la distribución y comercialización a privados</p> <p>Reglamento del gas natural</p> <p>NOM-003-SECRE-2011</p> <p>Liberación VPM</p>
		

Tabla 5. Leyes, normas, lineamientos implementados para la regulación del gas natural (Asociación Mexicana Gas Natural, 2020).

2.2 Marco normativo para el sector upstream

Gracias a la Reforma Energética de 2013 nuevos competidores pueden participar en la exploración y extracción de yacimientos de gas por medio de contratos petroleros bajo distintas modalidades; servicios, licencia, producción compartida (PC), utilidad compartida (UC), así mismo tienen la oportunidad de asociarse con la empresa productiva del estado mediante farm-outs (Secretaría de Energía, 2016). Se fortaleció a los órganos reguladores y se crearon otros nuevos (figura 7) los cuales tuvieron la misión de establecer un nuevo marco regulatorio vigente a 2021, con el cual las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se desarrollan bajo las mejores prácticas establecidas.

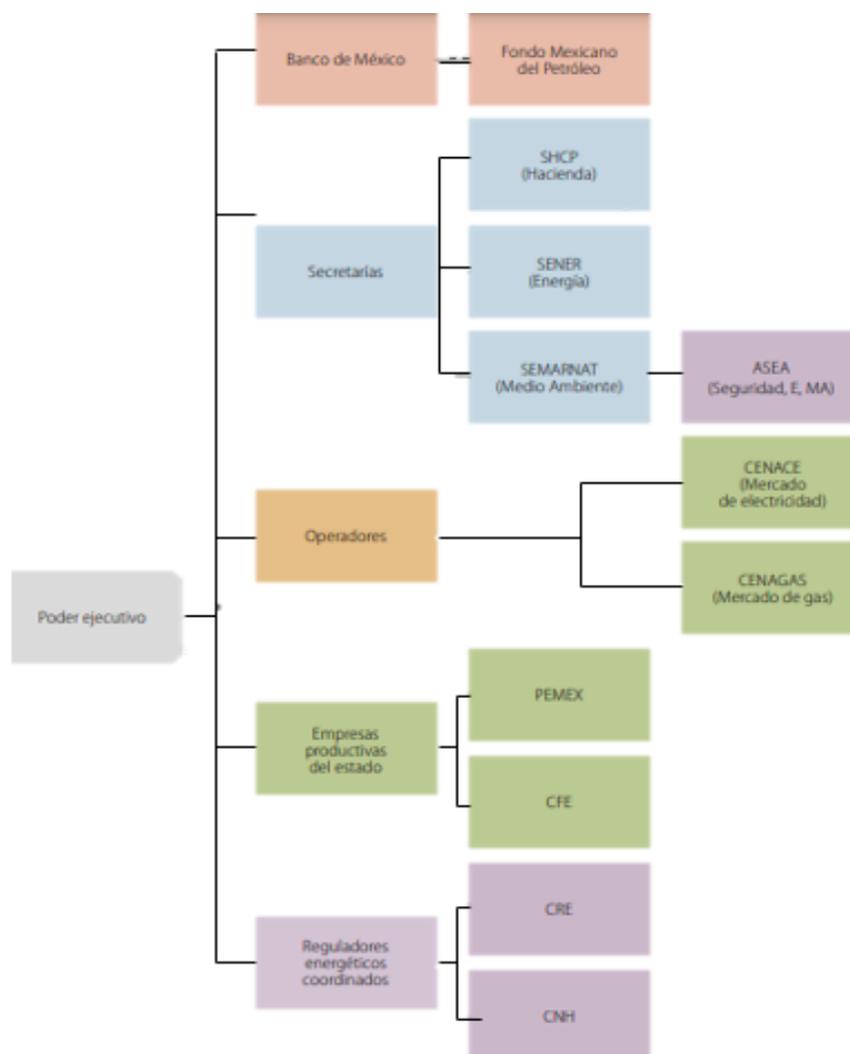


Figura 7. Estructura institucional en el sector energético de México después de la Reforma Energética de 2013 (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, 2017).



2.2.1 Disposiciones técnicas

La Comisión Nacional de Hidrocarburos es el ente con mayor responsabilidad en esta área, se encarga de regular el reconocimiento y la exploración superficial, así como las actividades de extracción, incluyendo la recolección desde los puntos de producción hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento. Los procedimientos para cumplir ante ella son:

- a) Para realizar estudios sobre la superficie terrestre o marítima e identificar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo, se debe contar con una Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- b) Presentar un Plan de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, en conjunto con un Plan de Trabajo donde se desglosen las actividades que se realizarán a lo largo de un año, así mismo un plan de inversión donde se señale los costos programados en concordancia con las actividades señaladas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- c) Recibir la autorización de perforación de pozos por parte de la Comisión para perforar cualquier tipo de pozo petrolero incluyendo modelos de diseño para el desarrollo masivo de yacimientos no convencionales (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- d) Realizar el proceso de cuantificación, al igual que la certificación de reservas petroleras conforme a los lineamientos establecidos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- e) Presentar un informe técnico sobre la posible existencia de un yacimiento compartido ante la Comisión y seguir el procedimiento para presentar un acuerdo de unificación (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- f) Cumplir con los lineamientos para la medición de hidrocarburos en instalaciones de producción con el fin de determinar volumen producido, composición, calidad y contaminantes presentes (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- g) Presentar un reporte de los resultados de medición del volumen de hidrocarburo gaseoso producido, reinyectado, quemado o venteado (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).



- h) Desarrollar un informe técnico sobre la emanación de algún tipo de hidrocarburo o la presencia de ácido sulfhídrico (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- i) Seguir los lineamientos para implementar técnicas de recuperación mejorada o avanzada realizando los ajustes necesarios (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- j) Cumplir con las disposiciones administrativas vigentes para adquirir un contrato para la exploración y extracción de gas natural contenido en una veta de carbón mineral (Secretaría de Energía, 2015).

Además de cumplir lo anterior, para yacimientos no convencionales los cuales requieren tecnologías más innovadoras para hacer posible su desarrollo al igual que su rentabilidad se tienen que cumplir los: *Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*, que la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) ha redactado con la meta de realizar las operaciones bajo los estándares internacionales más altos, de los cuales enseguida se nombran algunos:

- a) Contar con un programa preliminar de fracturamiento hidráulico donde se señale la planeación, diseño de la fractura en función de las características del pozo garantizando su integridad en dicho proceso (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).
- b) Contar con un permiso de descarga cumpliendo con las condiciones particulares establecidas en el permiso (Comisión Nacional del Agua, 2017).
- c) Construir un pozo de exploración hidrogeológico con el fin de monitorear las características al igual que el comportamiento de acuíferos adyacentes al área contractual (Comisión Nacional del Agua, 2017).
- d) Construir una Red de Monitoreo Regional y Local a través de la cual se creará una Línea Base de Agua para registrar la conducta de las fuentes de aguas nacionales durante toda la vida del proyecto (Comisión Nacional del Agua, 2017).



2.2.2 Disposiciones económicas

Las instituciones encargadas de vigilar los aspectos económicos son Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Secretaría de Economía (SE) y el Fondo Mexicano del petróleo (FMP). El Fondo se encarga de administrar los ingresos petroleros percibidos por los contratos de exploración y extracción de hidrocarburo. Algunas obligaciones en términos económicos que los operadores deben efectuar son:

- En caso de proyectos de extracción comercial de hidrocarburos ceder un porcentaje de los ingresos que corresponde al contratista, al titular o propietario de los bienes según el proyecto en cuestión. Para gas natural no asociado el porcentaje no podrá ser menor al 0.5 % ni mayor al 3% (Secretaría de Energía, 2018).
- Para calcular el derecho por la utilidad compartida (DUC), el límite de deducción de costos no será mayor a 80% del valor anual del gas natural no asociado, incluyendo el valor anual de los condensados extraídos en dichos campos (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2019).
- Para calcular las regalías a favor del Estado Mexicano en el caso de ser contratista o para calcular el derecho de extracción en asignaciones, el operador deberá consultar la tabla 6.

Tipo de hidrocarburo	Condición	Tasa
Gas natural no asociado	Si $PCGN \leq 5$ USD/Btu	0%
	Si $5 < PCGN < 5.5$ USD/Btu	$[(PCGN-5)*60.5]/PCGN = \%$
	Si $PCGN \geq 5.5$ USD/Btu	$PCGN/100 = \%$
Condensados	$PCC < 60$ USD/bbl	5%
	$PCC > 60$ USD/bbl	$(0.125 * PCC) - 2.5 = \%$

PCGN: Precio contractual de gas natural

PCC: Precio contractual de condensados

Tabla 6. Tabla para calcular las regalías a favor del estado en contratos petroleros y para calcular el derecho de extracción en asignaciones (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2019).



2.2.3 Disposiciones sociales y ambientales

La Secretaría de Energía junto con la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente son las encargadas de vigilar los aspectos sociales y ambientales en un proyecto petrolero. La ASEA es la encargada de la protección de las personas, el medio ambiente e instalaciones del sector de hidrocarburos. Ante ellos se tienen que cumplir lo siguiente:

- a) Realizar un estudio de Evaluación de Impacto Social donde se predigan y valoren los impactos sociales que podrían derivar, así como las medidas de mitigación (Secretaría de Energía, 2018).
- b) Describir el alcance, beneficios, consecuencias del proyecto petrolero al propietario del terreno, con el fin de generar licencia social (Secretaría de Energía, 2016).
- c) Elaborar un Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos (ARSH) al igual que un Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), con el fin de cuantificar los posibles daños al medio ambiente (SEMARNAT & ASEA, 2020).
- d) Manejo de residuos peligrosos por su clase durante la perforación de pozos, así como la identificación de sitios contaminados por algún tipo de agente (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2020).
- e) Tener un control integral de emisiones de contaminantes con el fin regular el venteo o la quema de gas natural para lo cual deberá implementar el uso de equipos de detección de emisiones fugitivas, como programas de detección o reparación con el fin de desarrollar un criterio bajo en emisiones (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- f) Exhibir una propuesta de remediación por pasivo ambiental en caso de ser responsable de la contaminación o daño ambiental en el sitio donde se desarrolla el proyecto petrolero (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2020).



En el caso de yacimientos no convencionales la Agencia ha decretado *Los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra*, las cuales los regulados deben cumplir en todo momento. Algunas de ellas son:

- a) Realizar un análisis de riesgos mediante técnicas de identificación de peligros como: Estudio de Identificación de Riesgos (HAZID), Análisis de Peligros del Proceso (PHA), Análisis de Árbol de Fallas (FTA), Análisis Funcional de Operabilidad (HAZOP), entre otras (Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente, 2017).
- b) Realizar una evaluación de los efectos y/o impactos ambientales acumulativos y residuales como: emisiones de metano, generación de residuos, ruido, olor, polvo, entre otros (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- c) Realizar la identificación de peligros asociados a las actividades de recolección, movilización de hidrocarburos como: sobrepresión, bajo nivel de líquidos, incendio, escapes de gases de alta toxicidad, etc. (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- d) Establecer un plan de mitigación por impacto en la superficie asociado a donde se llevará un proceso de fracturamiento hidráulico (Comisión Nacional del Agua, 2017).
- e) Determinar la perforación de pozos, localizaciones, vías de acceso donde se produzca la menor afectación del área superficial, de áreas ambientales sensibles, corrientes perennes, cuerpos de agua y núcleos de población cercanos (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- f) No deberá de construir ni habilitar presas de terracería para el almacenamiento, tratamiento, disposición de fluido o recortes de perforación. Para ello contará con contenedores portátiles cerrados (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).



- g) Contar con un sistema de monitoreo donde se cuente con la información de operaciones de perforación, terminación, producción, mantenimiento, taponamiento al igual que abandono de pozos (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- h) Identificar, conservar información sobre la composición y propiedades de los fluidos de perforación junto con el sistema de manejo de fluidos empleados en las actividades de exploración y extracción (E&E) (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- i) Contar con métodos o equipos en instalaciones para la detección de fugas de metano tales como: detectores láser, detección acústica, termografía infrarroja terrestre o aérea (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).
- j) Podrá realizar operaciones de destrucción controlada de gas natural cuando exista un riesgo para la operaciones, instalaciones, personal o medio ambiente, así mismo en pruebas de producción (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, 2017).

Con los lineamientos previos queda demostrado que en México existe un marco regulatorio bajo el cual las actividades de exploración y extracción de gas natural se ejecutan con los estándares operativos, de seguridad, protección al medio ambiente más altos, los cuales se deben aprovechar y complementar con metodologías que impulsen la factibilidad de proyectos de gas no asociado como la que a continuación se presenta.



Capítulo III. Base de datos de campos de gas natural no asociado de Norteamérica

Para poder aumentar la explotación de los recursos de gas y así disponer de sus beneficios, se deben proponer metodologías que contribuyan a la inversión pública o privada a desarrollar proyectos de gas natural no asociado.

Para la presente metodología se elaboró una base de datos en la que se recopiló información estadística de campos y formaciones de gas no asociado en la región de Norteamérica. Su importancia radica en que a partir del análisis de la información dispuesta se podrá correlacionar cualquier área contractual de gas no asociado de la República Mexicana con algún campo o formación geológica similar de Estados Unidos de América o Canadá identificando las mejores tecnologías que impulsen la factibilidad de campos de gas natural no asociado en cuestión.

La base de datos consiste en 53 campos y formaciones de gas natural no asociado de Estados Unidos de América y Canadá. El más antiguo inició su producción en 1956 mientras que el más reciente arrancó su producción en 2016. Así mismo 41 campos a 2021 se encuentran en etapa de producción, 2 en fase de abandono, 5 ya concluyeron su vida productiva y de 5 no se tiene información registrada.

Para su desarrollo se decidió almacenarla en una hoja de cálculo de Microsoft Excel puesto que es una herramienta práctica, de fácil acceso para cualquier persona con interés en proyectos de gas no asociado. Los parámetros que sustentan la base son: *nombre del campo/formación, país, clasificación (no convencionales), ubicación, era geológica, litología, profundidad, espesor, temperatura, presión, gradiente de presión (Δp), porosidad (\emptyset), permeabilidad (k), contenido orgánico total (COT), reflectancia de la vitrinita (R_o), tipo de fluido, recursos técnicamente recuperables (TRR), factor de recuperación (FR), costo promedio por pozo, riesgos presentes, al igual que las tecnologías aplicadas en cada una de las fases del proyecto petrolero.*

Dicha información fue obtenida de fuentes públicas como artículos técnicos, casos de estudios, informes publicados en sitios webs, así mismo de la consulta de Agencias Internacionales de Energía.

3.1 Análisis de los parámetros reunidos

Son 53 campos y formaciones de gas natural de Norteamericana los que conforman la base de datos, estos se dividen en 23 campos convencionales y 30 no convencionales, aludiendo que ambas partes son de gas no asociado, en otras palabras, no existe la presencia de un volumen de aceite (petróleo) en el yacimiento.

Los yacimientos de gas no asociado no convencionales son aquellos en donde no existe la presencia de al menos uno de los elementos de un sistema petrolero convencional: roca generadora, roca almacén, roca sello, trampa, sincronización, generación, acumulación y migración ver figura 8 (YPF, 2016).

Una particularidad de los yacimientos no convencionales de gas no asociado es que en estos existe la presencia de gas libre, gas adsorbido y gas disuelto en la materia orgánica, mientras que en recursos convencionales únicamente se tiene la presencia de gas libre.

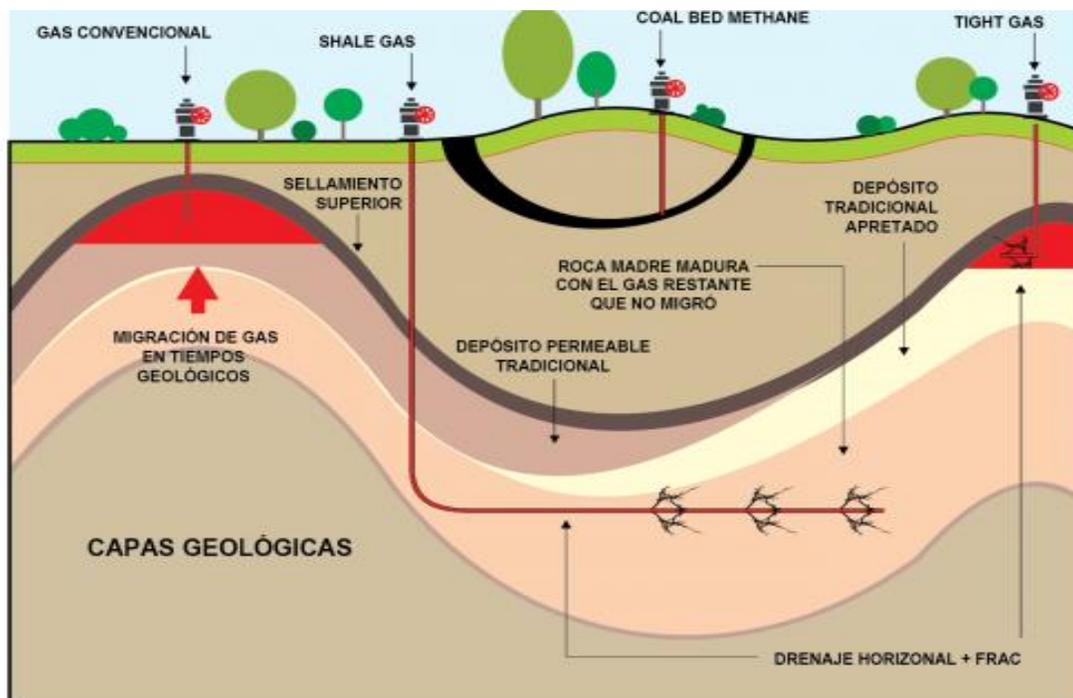


Figura 8. Clasificación de yacimientos de gas no convencionales (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021).



Otras de sus características de acuerdo con literatura se presentan en la tabla 7:

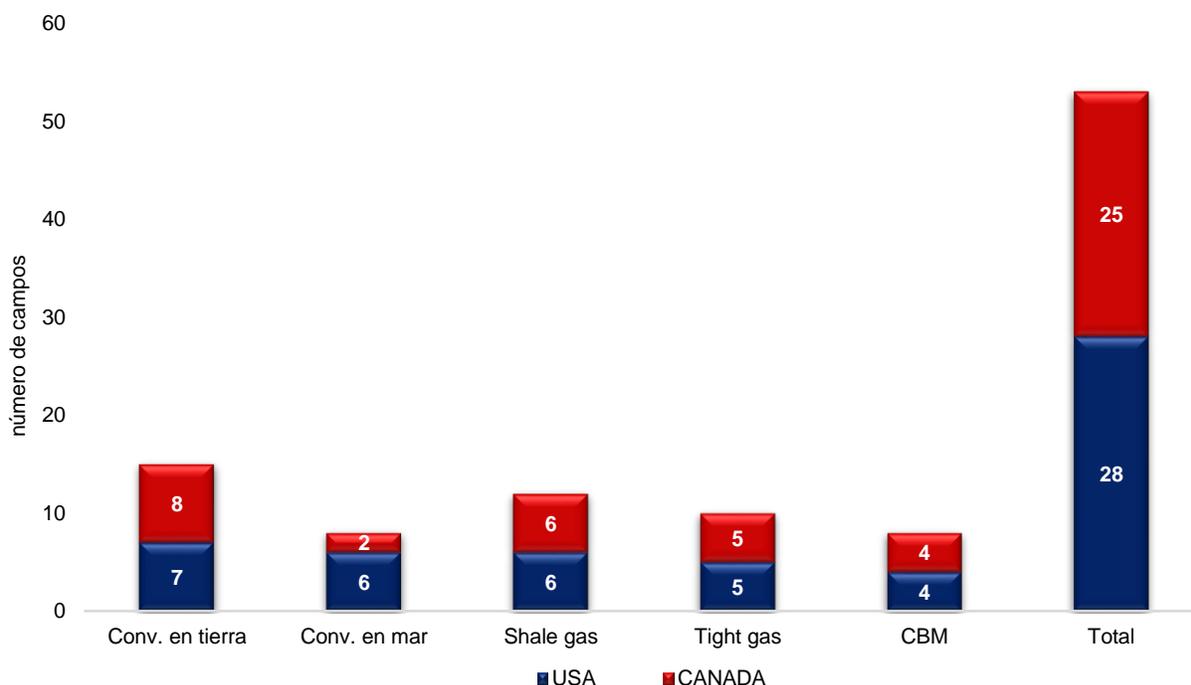
<i>Recurso no convencional</i>	<i>Información general</i>
Shale gas	Gas natural contenido en secuencias de lutitas Baja permeabilidad $k < 0.01$ algunas veces < 0.0001 mD Baja porosidad de matriz entre 3-9% COT variable afectando sorción y propiedades mecánicas Sweet points discontinuos, multi-capas Alta heterogeneidad Gas seco y húmedo Propiedades mecánicas (fragilidad) claves para la productividad
Tight gas	Almacenamiento primario es de gas libre Baja porosidad entre 3-9% y baja permeabilidad $k < 0.1$ mD Fracturas naturales contribuyen a la productividad Sweet point discontinuos, multicapas Composición mineralógica matriz variable
CBM	Gas absorbido en las superficies de los poros de la matriz, en el carbón y las fracturas naturales, o diaclasas. Diaclasas saturadas inicialmente de agua Compuesta principalmente por materia orgánica de tipo III Porosidad y permeabilidad de fractura sensibles al estrés y desorción Producción simultánea de agua y gas Gas seco

Tabla 7. Características generales de los yacimientos no convencionales: shale gas, tight gas, coalbed methane (Williams-Kovacs, 2012).

3.1.1 Ubicación

En la gráfica siete se muestra el total de campos recopilados, para los campos convencionales se optó por una muestra representativa igual a 23. De los cuales 13 están asentados en Estados Unidos de América, 6 en tierra y 7 costa afuera. Los restantes 10 están ubicados en Canadá, 8 son de índole terrestre y 2 son marinos.

En segundo lugar, para los campos no convencionales se posee una muestra de 30 campos y/o formaciones. De las cuales 15 son de Estados Unidos de América y 15 en Canadá, en ambos casos 6 corresponden a shale gas, 5 a tight gas y 4 coalbed methane (CBM por sus siglas en inglés). Todas ellas están situadas en tierra.



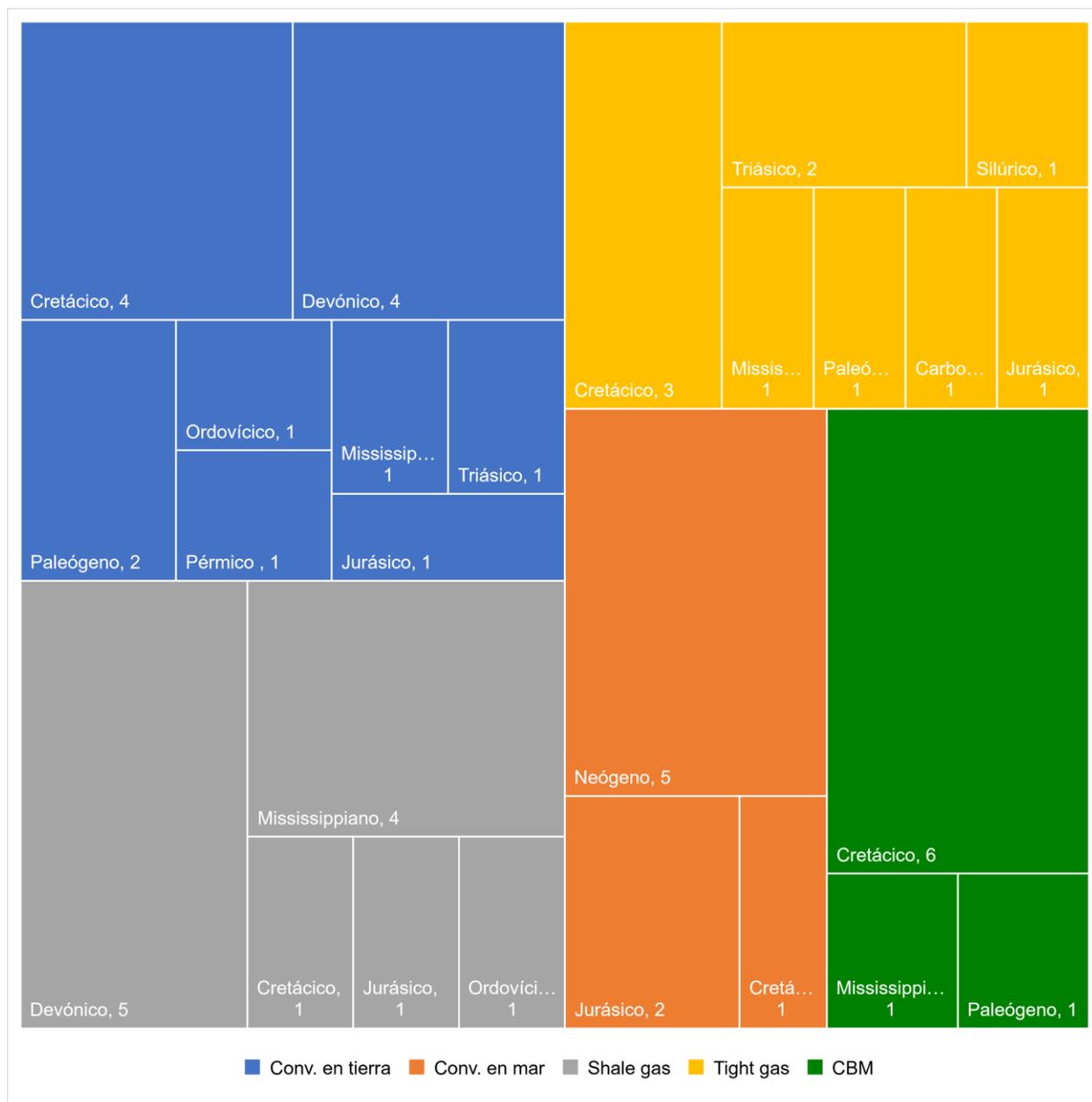
Gráfica 7. Número de campos y/o formaciones de gas natural no asociado manejados por país (Elaboración propia).

3.1.2 Geocronología

Se le conoce como geocronología a la ciencia que tiene por objeto determinar la edad como sucesión cronológica de los acontecimientos geológicos ocurridos en la Tierra, estableciendo una tabla geocronológica en la cual se puede ubicar la edad geológica de los yacimientos de gas.

En la gráfica ocho se puede observar que la mayoría de los campos convencionales en tierra son de edad Cretácica y Devónica. Por otro lado la edad geológica promedio de los campos convencionales costa afuera de gas natural no asociado es del sistema Neógeno, hace 23 millones de años.

En el caso de shale gas se puede encontrar que la mayoría de los campos son de los periodos Devónico, Mississippiano. Enseguida los campos de tight gas la mayor parte de ellos tuvieron lugar en el Cretácico junto al Triásico. Finalmente, la edad promedio en los yacimientos de CBM corresponde al periodo Cretácico.



Gráfica 8. Geocronología presente en campos y/o formaciones de gas natural no asociado de Estados Unidos de América y Canadá (Elaboración propia).



3.1.3 Litología

La litología presente en yacimientos convencionales de gas natural no asociado es diversa. En la tabla ocho se tiene que para el caso de yacimientos en tierra; 7 son de tipo siliciclásticos formados por rocas como areniscas, areniscas turbidíticas, lutitas, limolitas, conglomerados. Mientras 8 son carbonatos donde convergen rocas como calicita, dolomita, calizas, anhidrita.

En cuanto a campos convencionales costa afuera 7 campos son siliciclásticos formados por el transporte de sedimentos desde el continente o zonas costeras hasta las profundidades del océano. Un solo campo (Deep Panuke) es carbonatado.

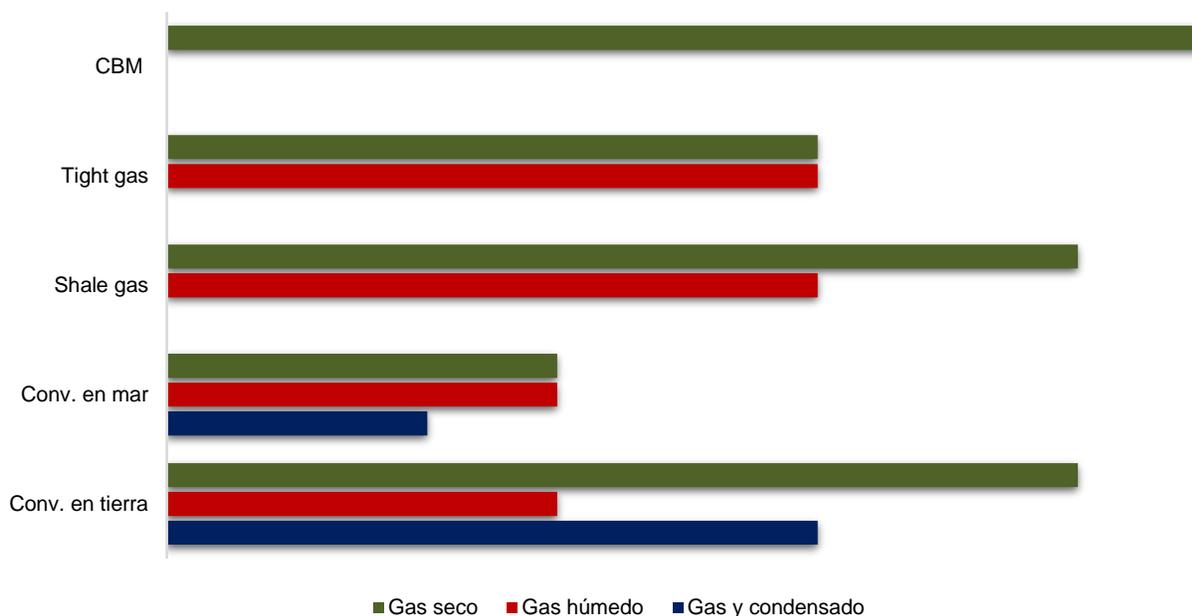
	<i>Convencional terrestre</i>	<i>Convencional marino</i>
Siliciclásticos	7	7
Carbonatos	8	1

Tabla 8. Clasificación de los campos convencionales de gas no asociado por su tipo de litología (Elaboración propia).

3.1.4 Tipo de fluido

En la tabla nueve se contempla que en yacimientos convencionales de gas natural no asociado se puede encontrar los tres tipos de gas: gas seco, gas húmedo, como gas y condensado. Siendo éste último el más atractivo por su valor en el mercado.

Con respecto a yacimientos no convencionales en shale gas y tight gas se puede tener presencia de gas húmedo y gas seco, mientras que en campos de coalbed methane sólo convergen yacimientos de gas seco.

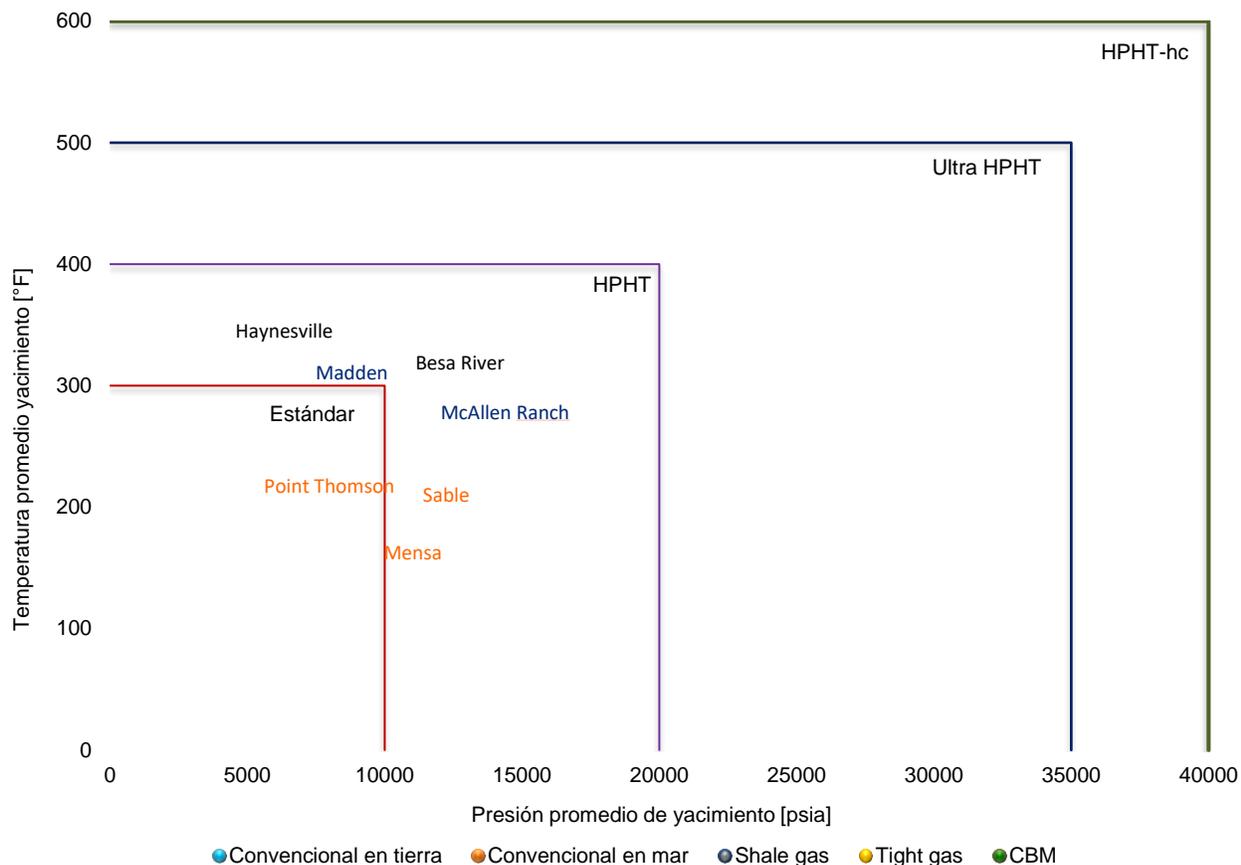


Gráfica 9. Tipo de hidrocarburo predominante en campos convencionales y no convencionales de gas no asociado (Elaboración propia).

3.1.5 Presión y temperatura

La presión al igual que la temperatura son dos parámetros que nos indican que tan complejos pueden ser los campos petroleros. Generalmente conceden cuatro categorías dependiendo de sus valores: *estándar* ($P < 10,000$ psi, $T < 300$ °F), *HPHT* ($10,000 < P < 20,000$ psi, $300 < T < 400$ °F), *Ultra HPHT* ($20,000 < P < 35,000$ psi, $400 < T < 500$ °F), *HPHT-hc define los ambientes fuera de categoría* ($P > 35,000$ psi, $T > 500$ °F) (Arroyo, 2016).

Mediante la gráfica 10 se aprecia que la mayor parte de campos convencionales como no convencionales se ubican dentro de la categoría estándar con presiones menores a 10,000 psi y temperaturas inferiores a 300° F. No obstante, existen dos yacimientos considerados como HPHT (Besa River, Madden), uno de alta temperatura (Haynesville) y cuatro de alta presión (McAllen Ranch, Sable, Point Thomson y Mensa). Todos estos implican nuevos retos tecnológicos, económicos y socioambientales.



Gráfica 10. Clasificación de los yacimientos de gas no asociado convencionales y no convencionales de acuerdo con su presión y temperatura (Elaboración propia).

3.1.6 Madurez térmica

La madurez térmica se define como el grado de transformación alcanzado por la materia orgánica en una roca sedimentaria para así ser considerada como una roca generadora e identificar su potencial para la generación de hidrocarburos.

Dos herramientas claves para evaluar el nivel de madurez y el potencial de generación de una roca madre son la reflectancia de la vitrinita y el contenido orgánico total (COT). La primera es la medida de la madurez térmica de la materia orgánica a partir de la intensidad de la luz reflejada en partículas de vitrinita pulida. La segunda se define como la cantidad de material orgánico disponible para convertirse en hidrocarburo. Una cifra alta de COT indica la existencia de material significativo para la generación de hidrocarburo.



Para fines de éste estudio es conveniente que las rocas generadoras de los campos a estudiar sean ideales para producir gas y condensado, gas húmedo o gas seco. Para ello tienen que cumplir los criterios definidos para la generación de hidrocarburos, en este caso gas, de una roca madre.

Generación propensa a gas	
<i>Ro [%]</i>	<i>Etapas de generación</i>
< 0.8	Inmadura
0.8 - 1.2	Gas temprano
1.35 - 2.0	Gas húmedo (pico de gas)
> 2.0	Gas seco

Tabla 9. Grado de madurez que puede tener una roca generadora en relación con la reflectancia de la vitrinita (Dembicki, 2017).

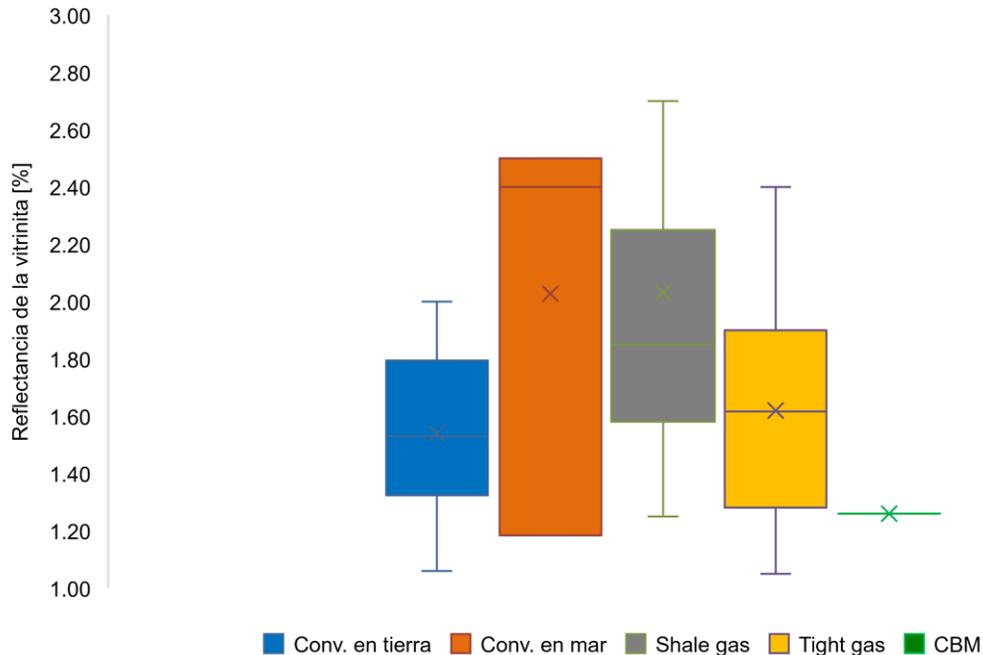
Interpretación semicuantitativa de la riqueza de la fuente del carbono orgánico total	
<i>Riqueza</i>	<i>COT</i>
Pobre	0.0 - 0.5
Moderado	0.5 – 1.0
Buena	1.0 – 2.0
Excelente	>2.0

Tabla 10. Criterios para fijar la capacidad de generación de hidrocarburos de una roca generadora (Dembicki, 2017).

Observando la gráfica 11 se lee que en los yacimientos convencionales terrestres los valores de vitrinita están entre 1–2% y de acuerdo con los criterios para determinar el grado de madurez, el gas formado es rico en líquidos debido a que tuvo una etapa de generación temprano hasta entrar a la ventana de generación y alcanzar el pico máximo de gas. Los yacimientos convencionales marinos son un caso similar.

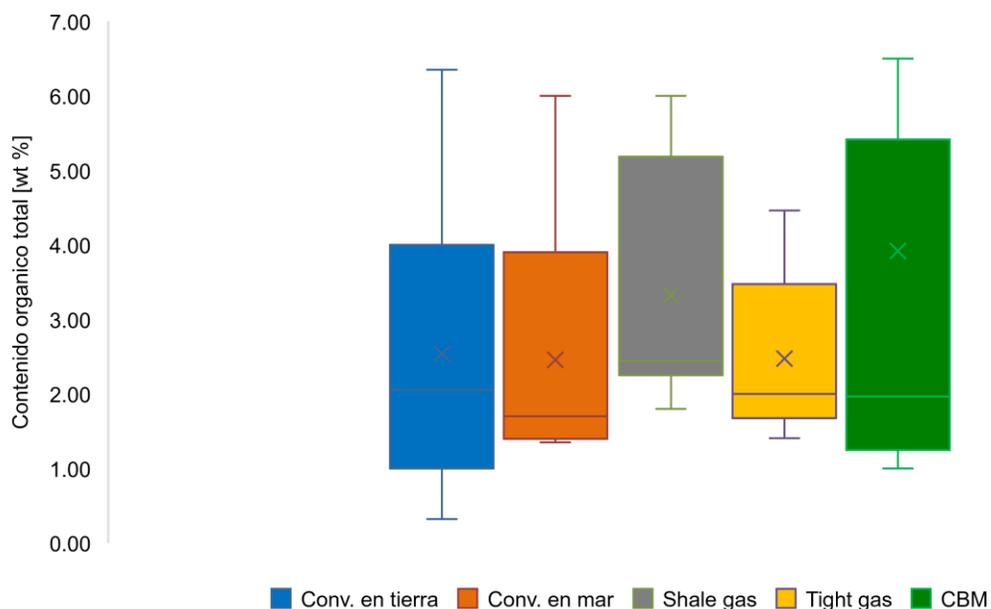
Respecto los campos de shale gas, tight gas los valores se encuentran entre 1.5 a 2.5%, esto quiere decir que al aumentar su grado de madurez el contenido de hidrógeno se reduce, las partículas se oscurecen, la capacidad de generar hidrocarburos líquidos disminuye y se incrementa las cantidades de metano por medio de desintegración.

Finalmente para yacimientos de coalbed methane no se cuenta con información suficiente pero debido a la naturaleza de éstos se puede intuir valores mayores a 2% puesto que sólo existe gas seco.



Gráfica 11. Rango de valores de la reflectancia de la vitrinita encontrados para yacimientos convencionales y no convencionales de gas no asociado (Elaboración propia).

En cuanto a los criterios establecidos para determinar la catidad de hidrocarburo que el sedimento puede generar, con la gráfica 12 se observa que para yacimientos convencionales como en no convencionales las rocas generadoras tienen un potencial de generación de hidrocarburo gaseoso bueno a excelente.



Gráfica 12. Rango de valores de contenido orgánico total encontrados para yacimientos convencionales y no convencionales de gas no asociado (Elaboración propia).

3.1.7 Porosidad y permeabilidad

La porosidad como la permeabilidad son los parámetros que distinguen entre yacimientos convencionales y no convencionales en literatura se ha establecido una serie de valores para su diferenciación, cuando los valores de permeabilidad sean mayores o iguales a 1.0 mD se considera como un recurso convencional, si son menores a 1.0 mD se tratará de recursos no convencionales los cuales muestran una menor capacidad de entrega (k/\emptyset) y menor diámetro de garganta de poro, ver figura 9 (Caineng, 2017).

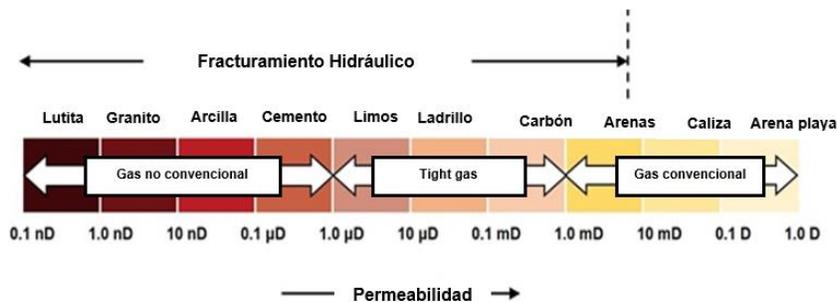


Figura 9. Clasificación de los recursos petroleros de acuerdo con la permeabilidad que presentan (James F. Lea & Lynn Rowlan, 2019).

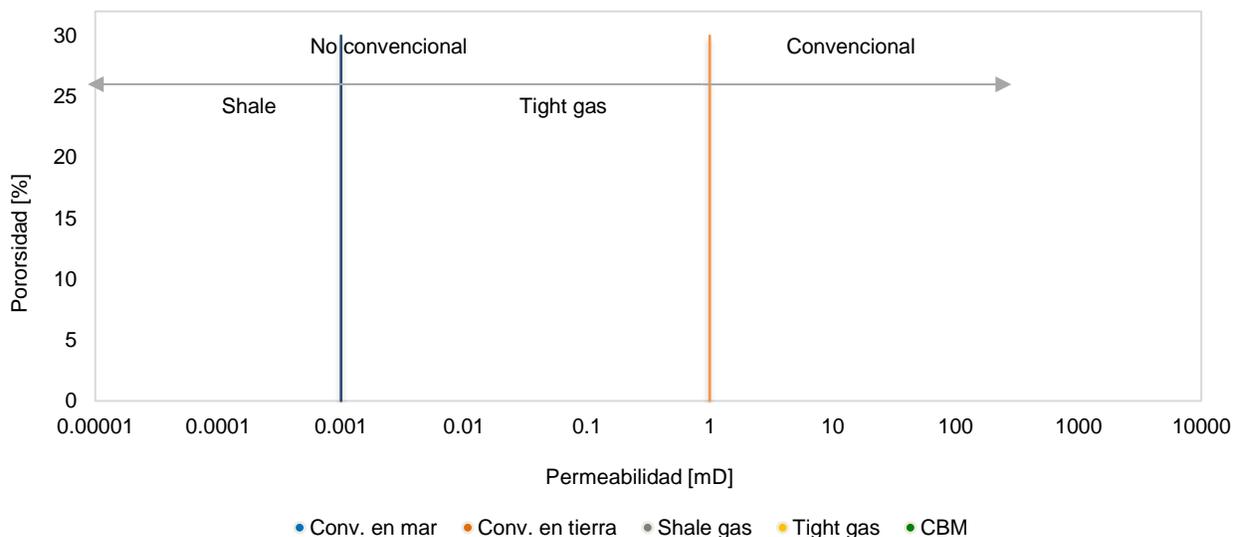
Los rangos de porosidad y permeabilidad propuestos en literatura para cada clase de recurso no convencional son los siguientes:

	Shale gas	Tight gas	CBM
Porosidad	< 6%	< 10%	< 10%
Permeabilidad	< 0.001 mD	0.001 < k < 1.0 mD	0.1 md < k < 5 mD

Tabla 11. Valores de porosidad y permeabilidad de recursos no convencionales aceptados en la literatura (Caineng, 2017)

A partir de la gráfica 13 se observa que al igual como en literatura los campos en tierra y en mar presentan valores de porosidad y permeabilidad iguales a $k \geq 1.0$ mD; $\emptyset \geq 10\%$ categorizándose como recursos convencionales.

Respecto a los campos no convencionales, shale gas son los de menor porosidad y permeabilidad con valores iguales a $k < 0.001$ mD; $\emptyset < 6\%$. A diferencia de ellos, los rangos de los recursos de tight gas pueden ubicarse entre $0.001 < k < 1$ mD; $5 < \emptyset < 10\%$. En el caso de CBM puede tener rangos altos de porosidad y permeabilidad asociados a las fracturas presentes en su matriz, $0.1 < k < 5$ mD; $\emptyset < 10\%$.



Gráfica 13. Datos de permeabilidad obtenidos de campos de gas no asociado de Estados Unidos de América y Canadá (Elaboración propia).



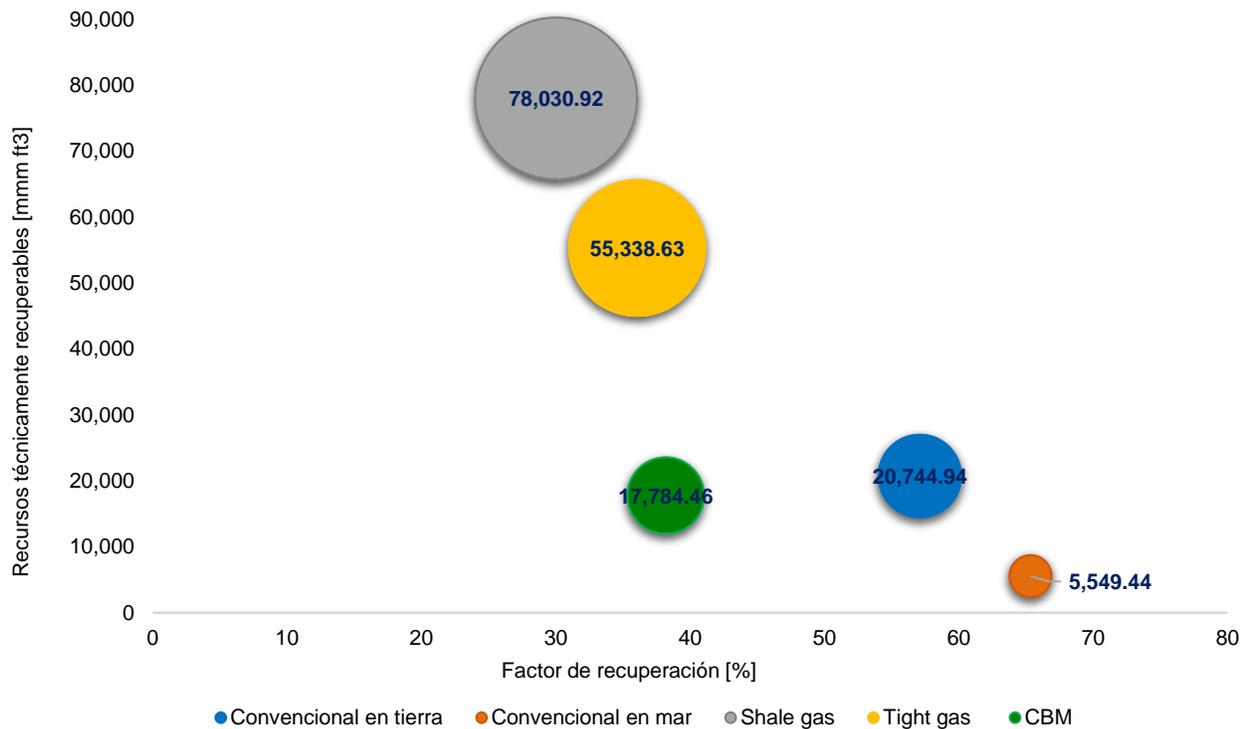
3.1.8 Recursos técnicamente recuperables y factor de recuperación

Los recursos técnicamente recuperables (TRR por sus siglas en inglés), son aquellas cantidades de hidrocarburo producible que utilizan la tecnología y prácticas de la industria actualmente disponibles independientemente de las consideraciones comerciales (Society of Petroleum Engineers, 2018). Se decide usar éste concepto y no el de reservas puesto que para que un volumen de hidrocarburo sea considerado como reserva necesita ser: descubierto, recuperable, remanente y comercial. Lo cual cercaría el número de campos a considerar.

Por lo que se refiere al factor de recuperación es una expresión ($FR = \text{recursos recuperables} / \text{hidrocarburos inicialmente en sitio}$) de la porción de las cantidades de hidrocarburo en sitio estimadas como recuperables por proyectos específicos (Society of Petroleum Engineers, 2018).

En la gráfica 14 se observa que los hidrocarburos convencionales son los que presentan mayor factor de recuperación, con un promedio 57% en campos terrestres, 65% en campos marinos. Sin embargo, el volumen de recursos recuperables que manejan estos yacimientos es bajo.

Dentro de los yacimientos no convencionales shale gas es el recurso con mayor volumen de recursos técnicamente recuperables, no obstante, es la categoría con menor factor de recuperación con un promedio de 30%. En segundo lugar, se hallan los campos tight gas con un factor de recuperación de 35%. Por último, los campos de coalbed methane es el de menor volumen de recursos recuperables aunque posee factores de recuperación promedio del 40% siendo éste el mayor de los tres.



Gráfica 14. Recursos técnicamente recuperables y factores de recuperación en campos convencionales y no convencionales de gas natural en Estados Unidos y Canadá. (Elaboración propia).

3.1.9 Costo promedio por pozo de desarrollo

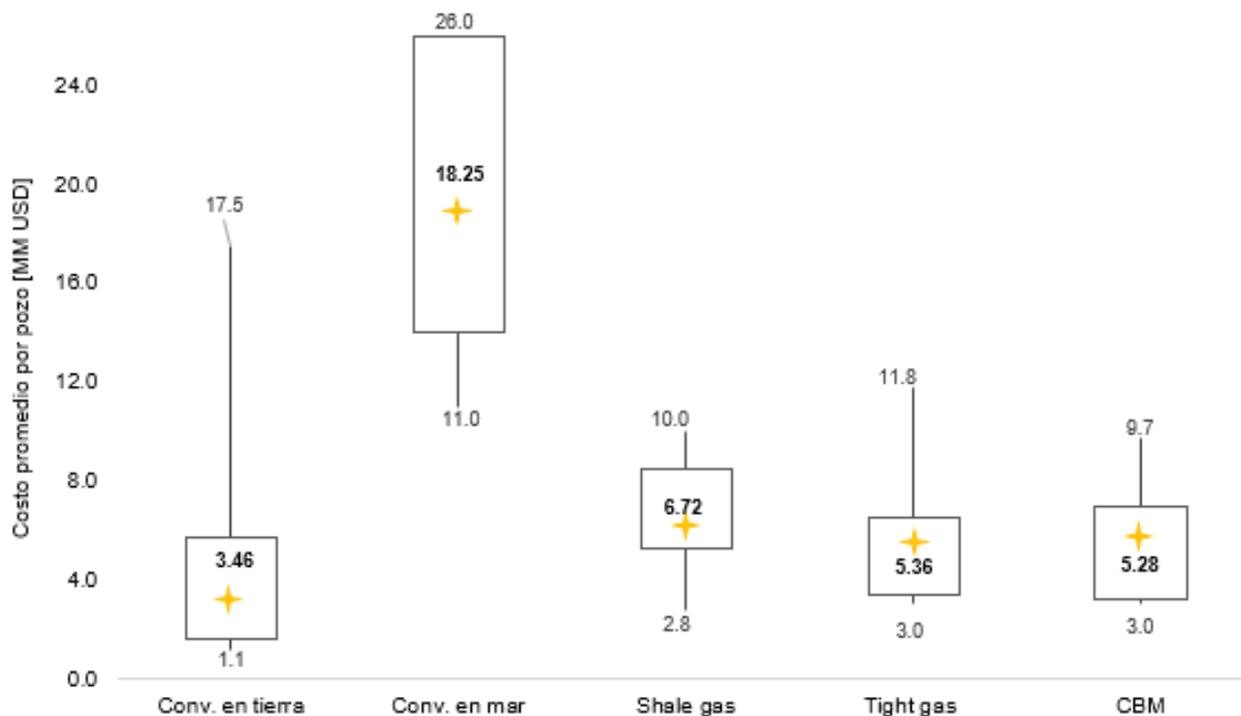
El costo promedio por pozo son todos aquellos gastos necesarios para realizar la perforación de un pozo petrolero, esto incluye costo fijo y costo variable (equipo, mano de obra, materiales, consumibles, entre otros).

En la gráfica 15 se presentan los costos promedios encontrados para campos de desarrollo de gas natural no asociado en Norteamérica, en el caso de campos convencionales terrestres el costo promedio por pozo de desarrollo que se tiene registrado es de 3.46 millones de dólares (MM USD), los proyectos pueden alcanzar mínimos de hasta 1.1 MM USD gracias a incentivos económicos como es el caso del campo Stratton o en caso contrario elevarse por la complejidad de la formación hasta los 17.5 MM USD tal es el caso del campo Madden.

Los campos convencionales costa afuera estarán gobernados por el tirante de agua, el cual categorizará los proyectos en aguas someras, profundas o ultra profundas. Dependiendo de su categoría el precio por pozo de desarrollo variará entre 11 MM USD hasta alcanzar un costo por pozo de alrededor de 26 MM USD, tal es el caso de proyecto Deep Panuke.

En campos no convencionales la aplicación de la estimulación hidráulica ha permitido disminuir los costos promedio por pozo haciéndolos rentables. Por ejemplo, en recursos de shale gas el costo promedio por pozo de desarrollo es de 6.72 MM USD, sin embargo, mediante la aplicación de nuevos métodos de perforación y estimulación se pueden alcanzar costos de 2.8 MM USD tal es el caso del play Fayetteville.

En el caso de los campos de tight gas se tienen registrados costos por pozo de desarrollo mínimos de 3.0 MM USD en la cuenca de Appalachian gracias a la enorme cantidad de proyectos de explotación registrados, no obstante, debido a la complejidad de la cuenca los costos pueden extenderse hasta los 11.8 MM USD como es el caso de la cuenca de Uinta. Finalmente, el costo promedio por pozo de desarrollo para los yacimientos de CBM es alrededor de 5.28 MM USD debido a la falta de tecnología que faciliten su proceso de desarrollo.



Gráfica 15. Costo promedio por pozo de desarrollo para campos convencionales y no convencionales de gas no asociado en Estados Unidos de América y Canadá (Elaboración propia).



3.1.10 Riesgos presentes

Durante la vida de un proyecto petrolero pueden acontecer diferentes riesgos tecnológicos asociados a las características de cada formación a desarrollar. Si no se tiene conocimiento de cómo mitigarlos puede complicar las actividades programadas. Es por esto que se necesita conocer qué riesgos se pueden encontrar en el yacimiento que se quiera explotar. En la gráfica 16 se muestra los riesgos asociados de acuerdo con el tipo de recurso.

En los campos convencionales de gas natural no asociado terrestres la heterogeneidad de la formación, la carga de líquido, la presencia de no hidrocarburos, así como la alta presión y temperatura son los riesgos más frecuentes mientras que en campos costa afuera la formación de hidratos es el fenómeno más desafiante.

Con respecto a los hidrocarburos no convencionales los recursos de shale gas son los que mayores riesgos sostienen, entre los más habituales son la heterogeneidad, la presencia de gases no hidrocarburos (CO₂, H₂S, N₂ o He) al igual que la alta presión y temperatura.

En campos tight gas las incrustaciones de minerales o compuestos inorgánicos (yeso, azufre, calcita) como la emanación de compuestos orgánicos volátiles son las amenazas más comunes. Por último, en los recursos de coalbed methane puede haber migración de gas más desafíos específicos a éste tipo de recurso entre ellos están la presencia de finos de carbón y el tiempo de desorción del gas.



Gráfica 16. Riesgos asociados cada tipo de yacimientos convencionales y no convencionales de gas natural no asociado. (Elaboración propia).



3.1.11 Recuperación mejorada y recuperación avanzada

La recuperación mejorada es definida como el conjunto de tecnologías que emplean fuentes de energía y/o materiales externos al yacimiento para recuperar el hidrocarburo que no puede ser producido por medios convencionales. En literatura se clasifica en: métodos químicos, métodos térmicos, métodos de inyección de gases miscibles y otros (microbiana, eléctricos) (Rangel, 2015). En cuanto a la recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica utilizada para incrementar la recuperación de hidrocarburo por cualquier medio posible. (Rangel, 2015).

En la gráfica 17 se muestran todas las técnicas de recuperación mejorada y avanzada empleadas para incrementar la producción de los campos convencionales / no convencionales de gas natural no asociado. A continuación, se describe brevemente cada una de ellas:

Captura y almacenamiento de carbón (CCS): consiste en la captura y almacenamiento de carbón a partir de diferentes tecnologías, una de ellas es mediante un sistema de endulzamiento de amina, el cual mediante un mecanismo de absorción física utiliza un solvente que absorbe las impurezas y remueve el gas ácido de la corriente de gas crudo (ENCANA, 2006). Otro ejemplo es a través de una planta de tratamiento de gas natural mediante instalaciones de captura (National Petroleum Council, 2020). El CO₂ final puede ser almacenado en una formación geológica o inyectado a otros campos para fines de recuperación mejorada.

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Eagle Ford, Deep Panuke, Madden, Belly River, Wabamun.

Fracturamiento con CO₂ o N₂: consiste en aislar el intervalo para inyectar nitrógeno o dióxido de carbono con/sin apuntalante energizados mediante tubería flexible. La fractura se creará a partir del chorro en la cara frontal de la formación, el ancho y largo de la fractura dependerá del desarrollo correcto de la presión en la garganta de poro. Reduce la cantidad de agua, mejora el flujo de retorno. (Leshchyshyn, Rieb B.A. & Thompson J.T., 2005).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Horseshoe Canyon, Belly River.



Fracturamiento con GLP: consiste en inyectar un fluido gelificado que contiene propano a alta presión para fracturar la formación y así liberar el gas que está atrapado, mejora el transporte del apuntalante debido a que su baja viscosidad resultando en una reducción en la presión requerida para mover el fluido, especialmente si la mezcla es vapor. Finalmente, gracias a su alta solubilidad el fluido líquido se mezcla con los hidrocarburos formando una sola curva de saturación (Don LeBlanc & Tom Martel, 2011).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Frederick Brook, Hiram Brook.

Huff and Puff: proceso en el cual se inyecta gas en un pozo seguidamente se cierra para que el gas se disipe dentro del área, el condensado y el gas son miscibles evaporándose durante un período de tiempo prolongado (etapa de remojo). Finalmente, el pozo se vuelve a poner en producción y la mezcla fluye a superficie (Reza Ganjdanesh & Wei Yu, 2019).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Eagle Ford, Duvernay.

Inyección de CO₂: consiste en inyectar continuamente dióxido de carbono a condiciones supercríticas, el dióxido de carbono se absorberá en las superficies de querógeno y en los minerales arcillosos de lutitas de gas y vetas de carbón. Se ha demostrado que en las vetas de carbón el CO₂ se puede absorber preferentemente en relación que el metano previniendo la invasión de agua. Los yacimientos de gas de lutitas aparentan comportarse similarmente y expulsan el metano mientras preferentemente absorben CO₂. Además, el volumen poroso que contiene gas libre puede quedar disponible para almacenar CO₂ no absorbido especialmente donde previamente se ha realizado un proceso de fracturamiento hidráulico (Scott H. Stevens & Denis Spector, 1998) (Michael Godeca & George Kopermaa, 2014).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Eagle Ford, Barnett, Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Utica, Appalachian, Ratón, San Juan, Manville, Scollard, Powder River, Black Warrior.

Inyección de espumas: consiste en la inyección de espuma con el objetivo de disminuir la densidad de la columna de agua estancada a tal grado que el flujo del gas en el pozo pueda fluir nuevamente con el agua (Ehsan Belghiszadeh & Carl Makrides, 2020).



Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Deep Panuke.

Inyección de gas seco: dicho método es aplicado en yacimientos de gas donde la presión de fondo de pozo sea menor que la presión de rocío, lo cual hace que los hidrocarburos gaseosos se condensen adhiriéndose a las partículas de la roca y obstruyendo el flujo de gas. Su efectividad está basada en dos mecanismos, el primero es mantener la presión por encima del punto de rocío, el segundo consiste que cuando el gas entre en contacto con el condensado éste vaporizará las moléculas más pesadas y las transportará nuevamente a superficie (M. Nasiri Ghiri & H. R. Nasriani, 2015).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Point Thomson, Montney, Duvernay.

Levantamiento con émbolo inteligente (Plunger lift): consta de émbolos móviles y estacionarios que están equipados con sensores de temperatura, presión. Usando algoritmos y datos de las condiciones del pozo en tiempo real se puede evaluar el rendimiento de cada ciclo, velocidad del émbolo, presión en la tubería. Como consecuencia los volúmenes elevados aumentan (O. Bello & S. Scott, 2011).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Pinedale.

Modelo de redes de fracturas discretas: modelo que representa la complejidad geométrica de yacimientos fracturados con un alto grado de detalle, en él se representan la distribución, la orientación, la forma, la conectividad y propiedades del flujo de fluidos de una población de fracturas. Ayudando a comprender el efecto de las propiedades de una formación en el flujo de fluidos (Benmadi Milad & Sayantan Ghosh, 2018).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Arkoma, Besa River.

Optimización del fracturamiento hidráulico: tecnologías que mejoran el monitoreo de la operación de fracturamiento hidráulico, comprendiendo el porqué de la propagación y geometría de la fractura, además de monitorear las operaciones de cementación.



Dichas herramientas incluyen: detección de temperatura distribuido (DTS), detección acústica distribuida (DAS), válvulas de fracturamiento cementadas, medidores permanentes de presión de fondo de pozo, micro sísmica de superficie o fondo de pozo, monitoreo de presión de fondo de pozo compensado, trazadores radiactivos y químicos (T. Lowe & M. Potts, 2013).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Woodford.

Perforación horizontal bajo balance: consiste en la perforación de un pozo petrolero con una desviación superior a los 80° con respecto a la vertical, simultáneamente la presión hidrostática generada por el lodo de perforación es menor que la presión de poro debido a que se aligera con nitrógeno, gas o aire. Reduciendo el daño a la formación (Tijuana Devaul & Alejandro Coy, 2003).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Hugoton.

Plug-and-Perf: es un método de terminación de pozos comúnmente utilizado en pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico en múltiples etapas. El proceso consiste en crear pequeños orificios en una sección de la carcasa, lo que permite que los fluidos de fracturación accedan a la formación durante la estimulación. Una vez que se ha tratado esa etapa, se coloca un tapón en el fondo del pozo para aislar la zona fracturada. Luego, el proceso se repite etapa por etapa (James Pyecroft & Jürgen Lehman, 2015).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Muskwa/Otter Park, Woodford.

Redes Neuronales Artificiales: consiste en un sistema de procesamiento de información paralelo adaptativo capaz de desarrollar, asociar datos de entrada y salida. Durante el proceso el aprendizaje y recopilación de datos evaluando la relación que existe entre los datos de entrada y salida, los cuales se combinan constantemente. El resultado final se retroalimenta nuevamente hasta que la inexactitud entre los datos de entrada y salida sea mínima. Algunos ejemplos de aplicación son: predicción y prevención de fallas de revestimiento (Christine Noshi & Samuel Noynaert, 2019).



Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Hugoton, Uinta, Duvernay.

Re-fracturamiento Hidráulico: algunos campos de gas no asociado muestran tasas de declinación pronunciadas después de varios meses de producción debido al deslizamiento de la roca, falla del apuntalante o el agotamiento diferencial de los fluidos. Como consecuencia es necesario volver a inyectar una mezcla de lodo, apuntalantes, productos químicos y agua a alta presión, sellando con bolas de plástico las fracturas antiguas y creando nuevas fracturas las cuales se propagarán cambiando su dirección gradualmente, hasta la dirección del esfuerzo horizontal máximo (Ahmadi M. & Taleghani, A. D., 2016).

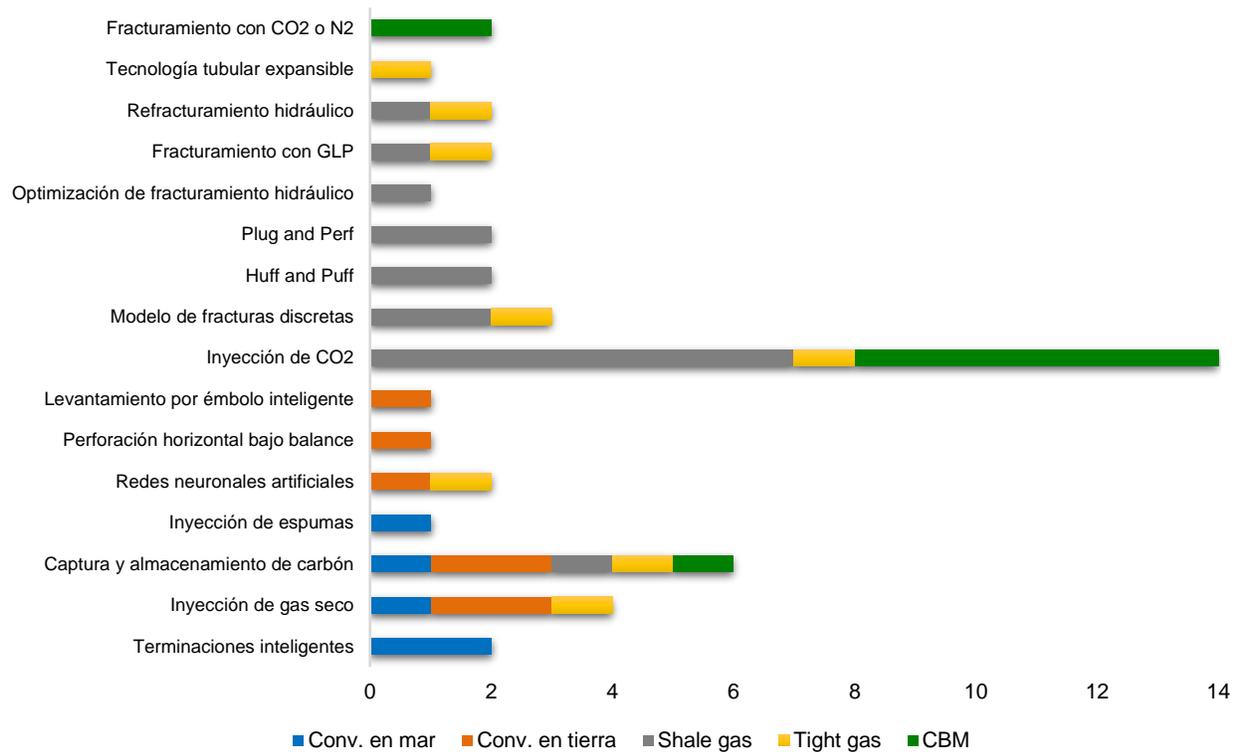
Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Denver, Horton Bluff.

Tecnología tubular expandible: consiste en redimensionar la tubería in situ mediante un proceso de ampliación en frío que deforma el acero hasta su región de deformación plástica sin alcanzar el límite de elasticidad máxima. Algunas de las ventajas que ofrece son: revestimientos de perforación en agujero descubierto, control de pérdidas de circulación, aislamiento de zonas inestables, reforzamiento de revestimientos débiles, entre otros (Mark Holland & Jolene Chipiuk, 2008).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Nikkasin.

Terminaciones inteligentes: son aquellos dispositivos que mejoran la producción permitiendo al operador tener la habilidad de alternar la producción de diferentes intervalos de interés, seleccionar la dirección de flujo, mejorar la eficiencia de barrido, cerrar intervalos con gastos excesivos de agua y controlar el gasto de inyección. Obteniendo datos en tiempo real para su monitoreo local o remoto y así poder modificar la producción del pozo, reconfigurar la arquitectura de inyección, afinar los modelos de yacimiento sin la necesidad de realizar intervenciones al pozo. Estos pueden ser dispositivos/válvulas de control de afluencia, sensores de fondo de pozo, mangas deslizantes, sistemas de aislamiento de zonas, sistemas de control y monitoreo de superficie, sensores de temperatura distribuidos (Rahul Ranjith & Anuj Suhag, 2017).

Ejemplos de campos de gas natural no asociado donde se han utilizado esta tecnología son: Aconcagua, Camden hills, Kings peak y Mensa.



Gráfica 17. Técnicas de EOR e IOR aplicadas en campos convencionales y no convencionales de gas natural no asociado. (Elaboración propia).

Como se puede observar existe un déficit en técnicas de recuperación mejorada y avanzada para campos de gas natural seco, ligeramente se han implementado proyectos de inyección de dióxido de carbono, almacenamiento y captura de CO₂ en campos de shale gas y coalbed methane, así como la inyección de gas seco para aumentar la productividad de líquidos en campos de gas y condensado y gas húmedo.

No obstante, esto representa una oportunidad para que los ingenieros petroleros propongan y realicen metodologías que promuevan la investigación de nuevas o de las ya establecidas técnicas de recuperación mejorada/avanzada que resulten en pruebas piloto y finalmente su ejecución mejorando la vida productiva de los campos de gas natural no asociado en México.



Capítulo IV. Metodología para determinar tecnologías para desarrollar campos de gas natural no asociado en México

Al pretender iniciar el desarrollo de un campo petrolero pueden surgir incógnitas sobre cómo abordar el proyecto, ¿Qué se va a realizar?, ¿Quiénes participarán?, ¿Qué información se necesita?, ¿Qué estudios se realizarán?, ¿Dónde se perforará?, ¿Por qué?, ¿Cuánto costará?, ¿Cómo se va a desarrollar?, ¿A qué riesgos se va a enfrentar? y ¿Será necesario un método de recuperación mejorada o avanzada?

Es aquí donde entra la metodología propuesta, la cual tiene por objeto identificar tecnologías que impulsen el desarrollo de campos de gas natural no asociado en México a partir de su aplicación en campos y formaciones **análogos** de Norteamérica.

Son cuatro pasos los que integran la metodología propuesta estos son:

- I. *Ingresar los datos de inicio*: son los valores de porosidad, permeabilidad y litología del área en estudio, los cuales **ayudarán** a diferenciar entre recursos convencionales o no convencionales.
- II. *Ingresar los datos a correlacionar*: son los parámetros correspondientes al campo en estudio, que servirán para buscar los campos y/o formaciones de mayor similitud entre ellos están: ubicación, era geológica, espesor, presión, temperatura, gradiente de presión, contenido orgánico total y reflectancia de vitrinita.
- III. *Presentación de los campos y/o formaciones **análogas***: son los campos encontrados con mayor similitud al área en estudio, se verifica que sus datos sean iguales o se aproximen a los datos correlacionados del área en estudio.
- IV. *Análisis de resultado*: se realiza la comparación entre los datos y tecnologías de los campos análogos encontrados con los que presenta el área en estudio; tipo de fluido, recursos técnicamente recuperables, factor de recuperación, costo promedio por pozo, riesgos presentes, tecnología aplicada, recuperación mejorada o avanzada.

En el siguiente diagrama de flujo se muestra el procedimiento general que se realiza al momento de aplicar la metodología propuesta.

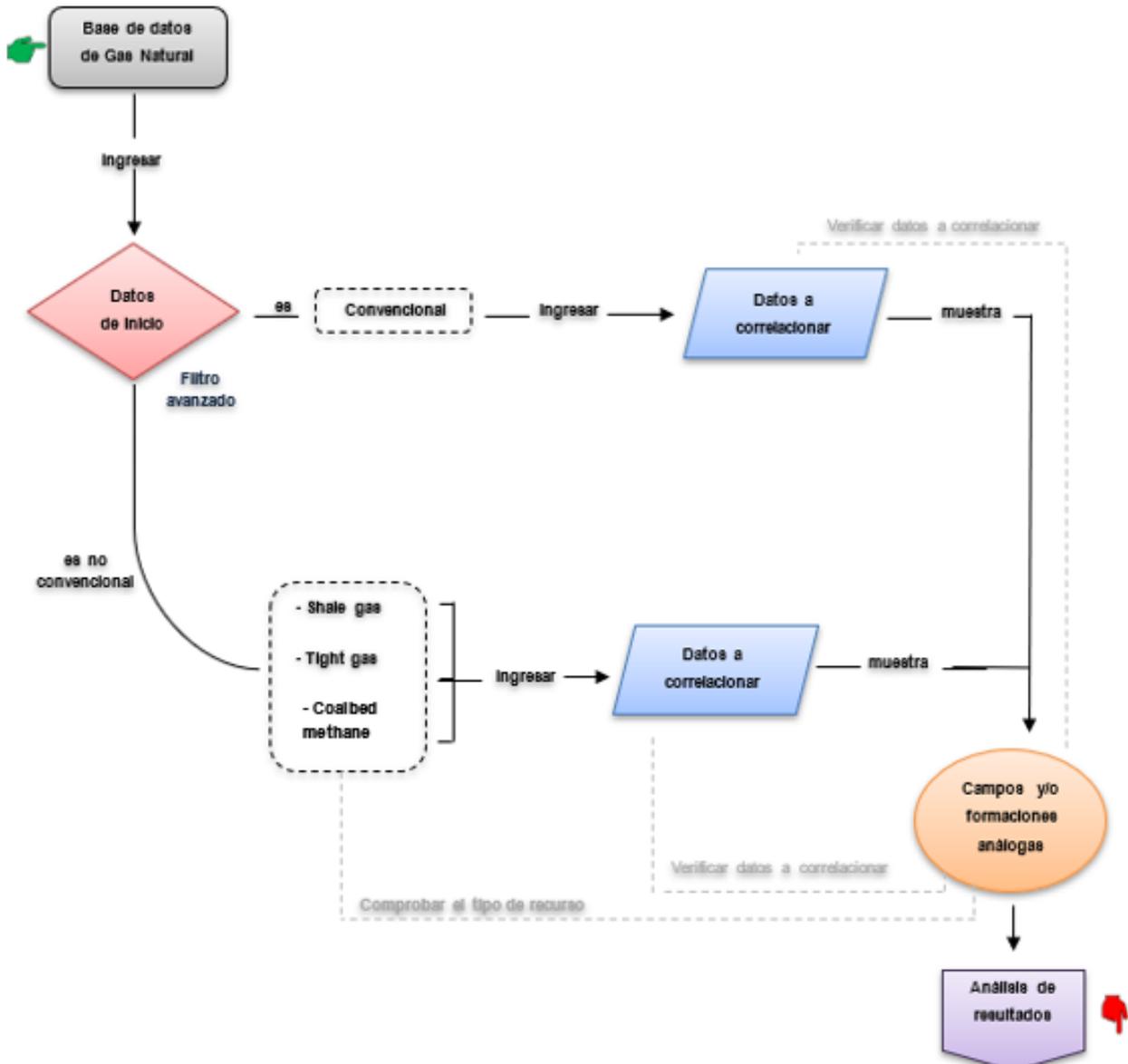


Diagrama 2. Diagrama de flujo para el uso correcto de la metodología para determinar tecnologías que impulsen el desarrollo de campos de gas no asociado a partir de su aplicación en campos de Norteamérica (Elaboración propia).



4.1 Ingresar los datos de inicio

El primer paso consiste en ingresar los datos de inicio (porosidad, permeabilidad, litología) correspondientes al campo que el usuario haya seleccionado para su evaluación. Éste puede ser cualquier área que contenga un gran potencial de recursos de gas natural no asociado ubicada dentro de la República Mexicana, su elección dependerá de las necesidades o intereses del usuario.

1. Ingrese los datos de inicio y los datos a correlacionar del área en estudio que nos ayudarán a inferir los campos analogos.

Aplicar filtro	PERMEABILIDAD [mD]	POROSIDAD [%]	LITOLOGÍA	UBICACIÓN	ERA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD
Limpiar	Promedio	Promedio	Dominante			

Figura 10. Aspecto de la interfaz de los datos de inicio del área de interés en Excel (Elaboración propia).

Mediante un proceso de escrutinio se seleccionará el tipo de recurso más adecuado para trabajar, éste se fundamenta en la comparación entre los datos de inicio ingresados con los valores que se tomaron como referencia para cada propiedad establecidos en literatura.

	<i>Convencional</i>	<i>No convencional</i>
Litología	Carbonatado o Siliciclástico	Arenas de baja permeabilidad, lutitas, vetas de carbón
Porosidad [%]	≥ 10	< 10
Permeabilidad [mD]	≥ 1	< 1

Tabla 12. Criterios de litología, porosidad, permeabilidad establecidos en literatura y que se tomaron para definir el tipo de recurso (Caineng, 2017).

De acuerdo con la tabla 12 será un recurso convencional cuando la litología dominante sea de tipo siliciclástico o carbonatado, su porosidad deberá ser mayor o igual al diez por ciento y la permeabilidad mayor o igual a un mili Darcy.



Por otra parte, un recurso será no convencional cuando la porosidad sea menor al diez por ciento mientras que su permeabilidad sea inferior a un mili Darcy. En el caso de la litología para no convencionales existirán tres alternativas: una presencia dominante de lutitas indicará que se trata de shale gas, si las rocas más frecuentes son arenas de baja permeabilidad apuntará hacia tight gas, mientras que si existe alguna veta de carbón se estará hablando de coalbed methane.

Cabe mencionar para que sea catalogado como un recurso convencional debe cumplir con las 3 condiciones, si no cumple con al menos una será catalogado como un recurso no convencional. Habiendo ingresado los valores de inicio hacer clic en el botón “aplicar filtro”.

4.2 Ingresar los datos a correlacionar

El siguiente paso consiste en hacer más representativo el número de campos que aparece en pantalla mediante el ingreso de los datos a correlacionar; ubicación, era geológica, profundidad, presión, temperatura, contenido orgánico total y reflectancia de vitrinita. Con los cuales se buscarán y cotejarán los campos de mayor analogía, descartando aquellos de menor similitud. Se recomienda revisar las unidades que se manejan para cada una de las propiedades ya que de éstas dependerá el resultado final.

UBICACIÓN	ERA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD [ft]	PRESION PROMEDIO [PSIA]	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°F]	COT [wt %]	Ro [%]
Terrestre/Marino	Periodo/Sistema	Lim. Inferior-superior / promedio				

Figura 11. Aspecto de los datos a correlacionar del campo de interés en Excel (Elaboración propia).

Una vez completado el ingreso de todos los campos de datos hacer clic nuevamente en el botón “aplicar filtro”, seguidamente en la interfaz el número de campos se actualizará mostrando los resultados de mayor similitud. En caso de que el número de campos no se reduzca verificar que las unidades de los datos a correlacionar estén bien o, en el caso de los yacimientos no convencionales, comprobar el tipo de recurso (shale gas, tight gas o coalbed methane). Si persiste el problema hacer clic en el botón “limpiar”, revisar que los datos de inicio estén correctos y comenzar nuevamente el proceso.



4.3 Presentación de los campos o formaciones **análogos**

El tercer paso consiste en mostrar los campos o formaciones que se encontraron con mayor similitud al área en estudio. Enseguida se comparan los datos y mediante un semáforo se indica si los datos de los campos análogos son iguales (verde), se aproximan (amarillo) o están fuera del rango (rojo) de los datos con que se correlacionaron del área en cuestión. Se recomienda revisar los rangos de valores que pueden adquirir las características generales del área en estudio, ya que de ésta se están estimando valores promedio, valores mínimos o máximos.

Comparación entre los datos a correlacionar del área de estudio y los campos análogos encontrados			
<i>Dato / Campo</i>	<i>Campo en estudio</i>	<i>Opción #</i>	<i>Opción #</i>
Ubicación	Tierra/mar	Tierra/mar	Tierra/mar
Era geológica	Era geológica	Era geológica	Era geológica
Litología	Dominante	Dominante	Dominante
Profundidad [ft]	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Espesor (ft)	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Presión (psi)	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Temperatura (°F)	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Gradiente de presión (psi/ft)	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Permeabilidad [mD]	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Porosidad [%]	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Contenido orgánico total (%wt)	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Reflectancia de la vitrinita (%)	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio	Límite inferior - superior / promedio
Aceptable: dentro del rango de valores ● Precaución: se aproximan al rango de valores ● Alerta: fuera del rango de valores ●			

Tabla 13. Comparación entre los datos a correlacionar del área en estudio y los datos que presentan los campos análogos encontrados (Elaboración propia).



4.4 Análisis de resultados

Finalmente, se contrastan los valores de las propiedades que presentan las alternativas halladas con los datos actuales que se tienen registrados para el área en estudio obtenidos a través de reportes técnicos, planes de exploración y desarrollo o programas operativos. Uno de los beneficios al finalizar la metodología será determinar si las tecnologías empleadas para el desarrollo del área en estudio son las de menor contaminación, las menos obsoletas y costosas. En caso contrario se podrá recomendar tecnologías que ofrezcan una mejor solución, sean las más innovadoras, automáticas, permitiendo ampliar los beneficios para el operador e impulsando la factibilidad de campos de gas no asociado en México.

Capítulo V. Caso de aplicación

5.1 Ingresar los datos de inicio

Para constatar la eficacia de la metodología planteada se decide el campo Misión, el cual dio pie a la industria del gas natural en México (Miguel H. Márquez, 2021) y a 2021 sigue siendo uno de los cinco principales campos de gas natural no asociado en México con mayor volumen de reservas petroleras certificadas al 1° de enero del 2021, así como con información disponible. Derivando en el área contractual Misión, la cual ocupa la cuarta posición en reservas de gas y es el contrato con mayor aporte a la producción de gas natural con 89.64 MMpcd reportados al 1 de mayo del 2021.



Figura 12. Ubicación del campo Misión en la cuenca de Burgos en el estado de Tamaulipas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021).



Una vez identificada el área de interés se puede comenzar a aplicar la metodología propuesta. Para ello se debe ingresar los datos de inicio: litología, porosidad, permeabilidad, los cuales distinguirán si el campo en cuestión es convencional o no convencional.

1. Ingrese los datos de inicio, específicos y los datos a correlacionar del área en estudio que nos ayudarán a inferir los campos análogos.

Aplicar filtro	PERMEABILIDAD [mD]	POROSIDAD [%]	LITOLOGÍA	UBICACIÓN	ERA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD [ft]
Limpiar	>=25	>=15	Siliciclástico			

Figura 13. Ingreso de los datos de inicio asociados al campo Misión en la hoja de cálculo de Excel

Comparando los datos de inicio con los rangos de referencia se observa que la litología corresponde a un campo siliciclástico dominado por areniscas con porosidad efectiva del 15% y permeabilidad promedio de 25 mD, por lo tanto, los datos se ubican dentro de los rangos marcados para recursos convencionales. Al cumplir con las tres condiciones las opciones mostradas en pantalla serán de tipo convencional de gas natural no asociado.

	Convencional	No convencional
Litología	Carbonatado o Siliciclástico	Arenas de baja permeabilidad, lutitas, vetas de carbón
Porosidad [%]	≥ 10	< 10
Permeabilidad [mD]	≥ 1	< 1

Tabla 14. Rango de valores de litología, porosidad, permeabilidad para definir el tipo de recursos petrolero (Caineng, 2017).

5.2 Ingresar los datos a correlacionar

El siguiente paso es ingresar los datos a correlacionar del área de interés a investigar. Éstos son de gran transcendencia debido a que son las propiedades con las que se van a cotejar los diferentes campos similares.



Los once campos que conforman el área CNH-M3-MISIÓN/2018 están situados en tierra, corresponden a la era cenozoica precisamente a los periodos eoceno y oligoceno, sus pozos pueden ser someros con 4,593 ft, así como de gran profundidad con 11,154 ft. Poseen espesores netos entre 30–262 ft. Sus presiones oscilan entre 1,806–5,106 psi mientras que sus temperaturas van desde los 145 °F hasta los 303 °F. Finalmente su contenido orgánico total es de 0.5–4% mientras que la reflectancia de la vitrinita es de 0.5 a 1.2% (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

Para poder contrastar los datos a correlacionar del área en estudio con los datos que se tienen registrados en la base de cómputo, el usuario debe decidir si utiliza el límite inferior, superior o se estima un promedio de cada una de las propiedades con el fin de aumentar el número de campos análogos. En este caso se seleccionan los valores mínimos.

Datos a correlacionar del campo Misión	
Ubicación	Terrestre
Era geológica	Eoceno y Oligoceno
Profundidad [ft]	4,593
Espesor (ft)	30
Presión (psi)	1,806
Temperatura (°F)	145
Gradiente de presión (psi/ft)	N/A
Contenido orgánico total (% wt)	1.0
Reflectancia de la vitrinita (%)	0.5

Tabla 15. Parámetros a correlacionar del campo Misión (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).

UBICACIÓN	ERA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD [ft]	PRESION PROMEDIO [PSIA]	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO [°F]	COT [wt %]	Ro [%]
Terrestre	Oligoceno	>=4593	>=1806	>=145	>=1.0	>=0.5

Figura 14. Datos a correlacionar asociados al campo Misión en Excel (Elaboración propia).



5.3 Presentación de los campos y/o formaciones **análogos**

Primero se ingresó la ubicación, la cual actuó como un primer filtro eliminando aquellos campos costa afuera, seguidamente mediante la era geológica se resaltaron los campos convencionales de gas natural del mismo periodo geológico al área Misión.

Para este punto el número de opciones en pantalla se redujo hasta una cifra de campos análogos más acotada. Para concluir la búsqueda se comprobó que los valores de los datos a correlacionar restantes (profundidad, presión, temperatura, contenido orgánico total, reflectancia de la vitrinita) asociados al campo Misión, se encuentren o aproximen a los datos de las opciones en pantalla afinando aún más la búsqueda.

Para el área CNH-M3-MISIÓN/2018 los campos semejantes hallados son:

- McAllen Ranch es un campo maduro de gas húmedo ubicado a 48 km de la ciudad de McAllen en el estado de Texas, la producción proviene de arenas de la formación Vicksburg.
- Campo Stratton descubierto en 1930 es un campo de gas húmedo ubicado en la Costa del Golfo a 72 km al oeste de Corpus Christi en Texas. La producción proviene de arenas de las formaciones Frío y Vicksburg.

A continuación, en la tabla 17 se comparan los datos que se correlacionaron del campo Misión con los valores que presentan los campos análogos. Cabe resaltar que existen datos de los campos análogos que se aproximan o están fuera del rango de los datos a correlacionar del área de Misión esto debido a que se escogieron valores mínimos, máximos o se estimaron cifras promedio para las propiedades del área de interés. Se recomienda revisar los rangos de valores que pueden adquirir los datos a correlacionar del área en cuestión.



Datos de los campos análogos (McAllen Ranch, Stratton) al área de Misión			
Dato / Campo	Misión	McAllen Ranch	Stratton
Ubicación	Terrestre	Terrestre ●	Terrestre ●
Era geológica	Eoceno y Oligoceno	Oligoceno ●	Oligoceno ●
Litología	Siliciclástico	Siliciclástico ●	Siliciclástico ●
Profundidad [ft]	4,593-11,154	7,000-15,400 ●	4,500-9,000 ●
Espesor (ft)	30-262	30-120 ●	10-30 ●
Presión (psi)	1,806-5,106	12,000 ●	2,850 ●
Temperatura (°F)	145-303	240-340 ●	72-144 ●
Permeabilidad [mD]	0.01-50	61 ●	55 ●
Porosidad [%]	15-25	15.5 ●	20 ●
Contenido orgánico total (% wt)	1.0-4	N/A	4 ●
Reflectancia de la vitrinita (%)	0.5-1.2	N/A	0.68-3.0 ●
Gradiente de presión (psi/ft)	N/A	0.86-0.94	0.46

- Aceptable: dentro del rango de valores
- Precaución: se aproximan al rango de valores
- Alerta: fuera del rango de valores

Tabla 16. Comparación entre los datos a correlacionar del campo Misión y los campos análogos encontrados (Elaboración propia).

5.4 Análisis de resultados

A continuación, en la tabla 20 se hace la comparación entre las propiedades reales que presenta el campo Misión con las características de interés de los campos McAllen Ranch y Stratton.

En síntesis, el tipo de fluido que se puede encontrar en los campos semejantes es gas húmedo al igual que en Misión. El factor de recuperación que se puede alcanzar varía entre el 53 a 70%, de acuerdo con reportes de la Comisión durante 2021 se tiene un factor de recuperación igual al 71%. Asimismo, el costo promedio por pozo que se puede alcanzar es de 1.14 a 5.75 MM USD, mientras que reportes de la Comisión manejan un costo promedio estimado entre 2.25-3.97 MM USD para el año de 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019).



Finalmente, el volumen de recursos técnicamente recuperables puede ir desde los 220 a los 1,000 MMMpcg con riesgos por incrustaciones de minerales o por la misma heterogeneidad del yacimiento.

Comparación entre los datos reales del campo Misión con las características de interés de los campo McAllen Ranch & Stratton			
<i>Propiedad / Campo</i>	<i>Misión</i>	<i>McAllen Ranch</i>	<i>Stratton</i>
Tipo de fluido	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo
Recursos técnicamente recuperables [MMM ft3]	N/A	1,000	220.5
Factor de recuperación [%]	67-75	70	53
Costo promedio pozo [MM USD]	2.25 - 3.97	5.75	1.14
Riesgos	N/A	Formación de incrustaciones de minerales	Heterogeneidad

Tabla 17. Características de interés presentes en los campos análogos al área contractual CNH-M3-MISIÓN/2018

Con respecto a las tecnologías que se implementaron para el desarrollo de los campos análogos McAllen, Stratton y que pudieran replicarse en el campo Misión se realizó la siguiente tabla.

Tabla comparativa entre las tecnologías aplicadas en el campo misión y en los campos análogos encontrados			
<i>Etapa de desarrollo</i>	<i>Campo Misión</i>	<i>Campo McAllen Ranch</i>	<i>Campo Stratton</i>
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión simultánea - Mapa estructural, de espesores y de distribución de propiedades - Mapa isócrono - Migración datos pre-stack en profundidad - Modelo estratigráfico, estructural, geológico - Perfil sísmico vertical - Procesamiento sísmica 2D y 3D - Variación de amplitud con desplazamiento 	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis sísmico de amplitud - Estratigrafía secuencial - Mapa estructural, isopacas, isopropiedades - Modelo geoestadístico y velocidad 3D - Sísmica 2D y 3D de alta resolución - Simulación estratigráfica 	<ul style="list-style-type: none"> - Datos sísmicos de lapso de tiempo - Mapa de estructural - Mapa de atributos sísmicos tiempo - Mapeo lito estratigráfico - Sísmica 2D y 3D - Técnicas de medición de compensación múltiple



<p>Caracterización y delimitación</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis de microscopio electrónico de barrido - Análisis PVT - Curvas de variación de presión - Difracción de rayos-X - Pruebas de interferencia - Registros litológicos de correlación (SP,GR,PE) neutrón compensado, litodensidad, inclinometría, VSP/checkshot, sísmico dipolar y de onda completa. Registro de resistividad y porosidad (inducción, onda electromagnética, densidad neutrón). 	<ul style="list-style-type: none"> - Función distribución acumulada - Modelado del índice de calidad del yacimiento - Modelo geomecánico - Modelos poro-elásticos - Modelo uniaxial de esfuerzo - Prueba mini frac, extendidas - Parámetros múltiples integrados - Registro de temperatura, resonancia magnética nuclear, neutrón densidad, sísmico densidad, dipmeter - Tomografía entre pozos y de gases 	<ul style="list-style-type: none"> - Imágenes de fondo de pozo 3D - Mapa de probabilidad de éxito - Redes neuronales - Registro de continuidad, sísmico, eléctrico de inducción, densidad de neutrones, compensada, microlog, neutrones pulsados de doble detector - Registro de espesor de tubería electromagnéticos - Registros de inspección ultrasónica de revestimientos - Video de fondo de pozo.
<p>Perforación de pozos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Camisas para terminación de fracturas múltiples - Cementaciones remediales - Empacadores hinchables - Lechadas aliviadas - Limpieza con tubería flexible - Macroperas - MPD y LWD - Perforación con tubería de revestimiento - Pruebas de inyección o admisión - Refracturamientos o estimulaciones - Registro de presión/temperatura de fondo de pozo - Registro sísmico de nivel de fluido - Sistema de identificación por radiofrecuencia - Sistemas de oscilación axial - Sistemas rotativo direccional - Skidding ó Walking Rigs - Terminación tubingless - Válvulas de flujo alterno 	<ul style="list-style-type: none"> - Cemento clase H saturado con sal - Fracturamiento en múltiples zonas - Gravel pack - Cromatografía capilar de gas de alta resolución (HRCGC) - Inhibidor de ácido - Retardadores de cemento de alta temperatura - Sistemas rotativos direccionales - Simulador de desplazamiento de lodo 3D - Simulador de fracturamiento 3D - Sistema de adquisición de datos digital 	<ul style="list-style-type: none"> - Casing drilling - Cementación forzada - Dispositivo de control giratorio - Frac y pack. - Herramientas de fresado - Herramienta estabilizador hidráulico - Línea de acero - Re-terminaciones - Registro de adherencia de cemento - Registro de collares de la TR



Producción de pozos	<ul style="list-style-type: none"> - Compresor en boca de pozo - Lanzadores de barras automáticos - Pruebas antes y después de fracturar - Pruebas de incremento de presión - Sarta de velocidad - Sistemas de telemetría - Tubería capilar - Válvula motora 	<ul style="list-style-type: none"> - Estación satélite de medición. - Inyección forzada de inhibidor de incrustaciones - Medidor de flujo de molinete - Registros PTA y PLT - Prueba automática de pozos - Pozo de bombeo - Sistema de control de producción 	<ul style="list-style-type: none"> - Bomba multifase de doble tornillo de cabeza de pozo - Bomba eléctrica sumergible - Compresión en boca de pozo - Medidor de flujo de empacador - Perfil de temperatura de cierre - Pruebas de producción - Registro de producción - Sistemas de automatización de producción - Sistemas de recolección de baja presión - Trazadores químicos
Procesamiento tratamiento y acondicionamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Bombas centrífugas - Estaciones de recolección, medición, compresión y almacenamiento - Gas booster - Medidor de tipo Coriolis - Medidor ultrasónicos - Placa de orificio - Planta criogénica - Planta deshidratadora - Planta de fraccionamiento - Planta de tratamiento de agua - Quemador ecológico - Rectificadores - Separador gas-liquido - Sistema másico-Coriolis - Tubo de medición tipo "fitting" 	<ul style="list-style-type: none"> - Cámaras infrarrojas - Coalescedores mecánicos - Enfriadores - Planta de tratamiento de agua - Separador de alta y baja presión - Sistema de limpieza - Unidad de control de punto de rocío 	<ul style="list-style-type: none"> - Inhibidores de asfáltenos - Intercambiador de iones - Osmosis reversa - Sistema SCADA - Torre de absorción - Unidad de glicol o PSA
EGR / IGR	- Ninguno	- Ninguno	- Ninguno

Tabla 18. Tecnologías aplicadas en las distintas etapas de desarrollo en el campo Misión y sus análogos McAllen Ranch y Stratton (SMB & PEMEX, 2018).



En la tabla 18 se observa que en general los operadores han implementado las tecnologías adecuadas para la explotación del área desde el reprocesamiento de la sísmica 2D y 3D, la construcción de los modelos estructurales, estratigráficos, la toma de registros para determinar las propiedades de la formación, el tipo de pozo, los métodos para la perforación de pozos, hasta el uso de la tecnología para la separación, tratamiento y acondicionamiento de gas natural.

Sin embargo, se propone:

- La incorporación de técnicas más complejas como métodos geoestadísticos (análisis multivariado, simulación gaussiana y variogramas), inteligencia artificial, redes neuronales, registros de resonancia magnética nuclear. Los cuales complementaran los modelos de fracturas, de litofacies y las propiedades petrofísicas entendimiento mejor el comportamiento de los pozos o yacimiento.
- Automatizar y aplicar sistemas de adquisición de datos en tiempo real para cada una de las etapas de desarrollo del proyecto.
- Implementar tecnologías que ayuden a monitorear, controlar y mitigar las fugas de gas metano a la atmósfera.
- Aplicar procesos que ayuden a tratar el agua producida (intercambiador de iones u ósmosis inversa) y así pueda ser reutilizada en el mismo campo, en otros campos o para procesos ajenos a la industria petrolera.
- Finalmente investigar procesos de recuperación mejorada o avanzada que pudieran ser implementados en el área y así aumentar el factor de recuperación.



Conclusiones

Como resultado de la metodología propuesta para determinar tecnologías que impulsen el desarrollo de campos de gas natural no asociado en México se concluye:

- Durante los próximos años el panorama de la oferta-demanda del gas natural seguirá incrementando, convirtiéndolo en el energético de mayor relevancia y participación en la economía mundial.
- México posee un gran potencial de recursos convencionales de gas natural no asociado en las cuencas de Burgos, Golfo Profundo, como Veracruz y no convencionales en las provincias de Burgos, Sabinas Burro-Picacho y Tampico-Misantla.
- México goza de una regulación excepcional vigente, la cual promueve que la explotación de campos convencionales y no convencionales de gas natural no asociado se desarrollen bajo las mejores prácticas.
- Existe un déficit en la implementación de procesos de recuperación mejorada y avanzada para campos de gas natural no asociado. Es necesario comenzar a investigar y aplicar estas técnicas para aumentar el factor de recuperación en campos maduros de gas natural no asociado.
- Los campos y/o formaciones de gas natural no asociado de Estados Unidos de América y Canadá son semejantes con los recursos de gas en México, por lo que sus tecnologías de explotación pueden ser replicadas en formaciones geológicas del territorio mexicano.
- La metodología propuesta puede ser aplicada para cualquier área que posea un gran potencial de recursos de gas natural no asociado, su elección dependerá de las necesidades o intereses del analista.
- Las tecnologías recopiladas de los campos y formaciones de Norteamérica pueden aprovecharse como una pauta para mejorar la vida productiva de los campos de gas natural no asociado en México.



Recomendaciones

Para la metodología propuesta se aconseja

- Actualizar la base de datos de campos de gas natural eliminando los campos obsoletos e ingresar nuevos casos de éxito de forma continua.
- Enfocar el uso de la metodología en campos que sean atractivos para la inversión con el fin de determinar su grado de factibilidad para licitaciones.
- Expandir la base de datos con información de otras regiones del mundo para conocer las nuevas tecnologías o procesos innovadores aplicados globalmente en la industria petrolera.
- Incluir nuevos parámetros de interés para el usuario con el fin de aumentar la eficacia de encontrar campos análogos al campo de gas en estudio.
- Programar la base de datos para la digitalización y automatización de la metodología y habilitar su uso a través de aplicaciones informáticas novedosas y robustas.

A la comunidad académica

- Divulgar entre el colegiado la importancia de la cadena de valor del gas natural en la economía mexicana.
- Enseñar una asignatura que aborde desde la exploración, caracterización, perforación, producción, procesamiento y evaluación económica de campos de gas natural no asociado.
- Incentivar al estudiantado a proponer metodologías que ayuden el desarrollo de campos de gas natural no asociado.



- Promover la enseñanza e investigación de procesos de recuperación mejorada y avanzada para campos de gas natural no asociado.

Al sector petrolero en general se recomienda

- Analizar el marco legal de países expertos en proyectos de gas natural con el fin de aprender los mecanismos que fomenten el desarrollo de campos de gas natural no asociado.
- Reactivar las licitaciones petroleras de áreas de gas natural no asociado que permitan potencializar la extracción de recursos en las cuencas de Burgos, Sabinas, Veracruz, Tampico-Misantla y las asignaciones de resguardo.
- Considerar la posibilidad de exportar gas natural licuado a nichos de mercado en crecimiento.
- Establecer lineamientos para el aprovechamiento del gas no asociado, disminuyendo el venteo de éste, así como el monitoreo y control de fugas mediante el uso de tecnología o técnicas de primer nivel.
- Impulsar políticas públicas que favorezcan proyectos de almacenamiento de gas natural.
- Promover incentivos económicos que disminuyan el costo de extracción de campos de gas natural no asociado en México y así sean viables en comparación con los precios de éste energético en el mercado estadounidense.
- Supervisar que realmente se cumpla las disposiciones, lineamientos decretados relacionados con el gas natural no asociado.



Anexo I Tecnologías y Técnicas para el desarrollo de campos de gas natural no asociado

Tecnologías y técnicas para el desarrollo de campos de gas natural no asociado		
<i>Etapa de desarrollo</i>	<i>Actividades</i>	<i>Objetivo</i>
<i>Fase de exploración</i>	Mapeo microsísmico de fracturas	Supervisar la creación de fracturas, determinando su geometría, volumen de producción y la detención de la propagación de fracturas.
	Perfil sísmico vertical compensado (VSP)	Obtener propiedades de la roca como la velocidad, impedancia, atenuación, anisotropía.
	Sensores sísmicos inalámbricos (MEMS)	Mejorar el mapeo de fracturas e identificar una estratigrafía más apropiada a bajas frecuencias.
	Sísmica 4D	Identificar los cambios en S, P y T, propiedades geomecánicas para poder evaluar la posición de los pozos o el monitoreo del movimiento de los fluidos en el yacimiento evitando avances prematuros.
	Sísmica de banda ancha	Adquisición de datos sísmicos en estructuras de áreas subsalinas complejas.
	Teledetección multiespectral (imagen espacial)	Planificación de sísmica, monitoreo de la superficie del terreno y la extracción ilegal de oleoductos y derrames petroleros.
	Ubicación de sísmica de vista lateral (SVSL- micro sísmica)	Identificar fracturas abiertas o anormales obteniendo el diseño de pozos, evitando problemas al perforar y ubicando intervalos para perforar con alta productividad.
	Vehículos autónomos sísmicos del fondo oceánico	Obtener imágenes del fondo marino, mapear las características morfológicas del lecho marino.
	Otros	Sísmica 3D, métodos no sísmicos (estudios geoquímicos de superficie, sensores remotos, imagen satelital, magnéticos, micro magnéticos, radar, laser, radiométricos, eléctricos, electromagnéticos, etc.), procesadores multinúcleos, METIS, geonavegación.



<i>Caracterización y delimitación del yacimiento</i>	Escáner dieléctrico	Determinar el volumen de agua y proporcionar datos de entrada para la evaluación petrofísica.
	Imagen del pozo y núcleos en 3D	Adquirir datos en tiempo real, mejorar la eficiencia de perforación, así como la productividad del pozo. Identificar fracturas y fallas, mapear la arquitectura interna de los yacimientos.
	Inteligencia artificial (ANN, lógica difusa)	Predecir porosidad, saturación de agua e identificar litofacies del yacimiento e investigar el patrón de relaciones entre los estratos que contribuyan a la producción de un pozo.
	Registro de porosidad, resonancia magnética nuclear, resistivos, tiempo de tránsito aparente, rayos gamma espectral.	Determinar COT, Hlo, madurez térmica, propiedades del yacimiento como espesor, permeabilidad, factor de turbulencia, daño, contacto CAG.
	Simuladores de fracturamiento hidráulico	Modelar el diseño de fracturas, geometría de fractura 3D (FracproPT, MFrac).
	Trazadores	Representar las vías de fluidos, la comunicación, heterogeneidad, trayectorias de flujo de fluido dentro del yacimiento.
	Tomografía entre pozos	Generar una representación de propiedades de las formaciones (atenuación, velocidad acústica, reflectividad sísmica y la resistividad electromagnética). Ayudar a correlacionar las mediciones en pozo y las mediciones en superficie.
	Otros	Identificar el mecanismo de producción (acuífero asociado o expansión del casquete de gas). Registro de imagen, vídeo o imágenes ópticas.
	Desviador químico	Asegurar una inyección uniforme sobre el área a tratar en estimulaciones.
	Empacadores hinchables	Asegurar la integridad del pozo, útil tanto en agujeros descubiertos como agujeros entubados.



Perforación de pozos	Fluidos fracturamiento ecológicos	Es que sean naturales, biodegradable e intrínsecamente seguros para el ambiente (soluciones químicas verdes, nano fluidos, poli alilamina, CO2).
	Flurosurfactantes	Eliminar el bloqueo hidrostático, reduce la pérdida de líquido, aumenta la penetración y mejora la capacidad de transporte del apuntalante. Reduciendo la tensión superficial, aumentando la recuperación de los fluidos.
	Frac Pack	Permitir controlar la producción de arena, efectiva en formaciones con sólidos móviles, disminuye el daño y mejora la productividad.
	Fracturamiento con agua reciclada o salmuera	Permite disminuir el uso de agua potable y/o dulce.
	Fracturamiento sin agua	No utilizar agua, no generar bloqueos, ni tratamientos, aumentando la recuperación de hidrocarburos y siendo compatible con la formación.
	Fracturamiento multietapa con slickwater	Incrementar la permeabilidad, maximizando el volumen drenado alrededor del pozo.
	Nanotecnología	Ayudar a mejorar el transporte y estabilidad de espumas y emulsiones, inhibe la corrosión, así como control de la liberación de metano en hidratos de gas.
	Plug and Perf (PnP)	Proporciona aislamiento de la etapa a fracturar, ideal para fracturar grandes intervalos.
	Rapid Frac	Permite abrir por etapas una serie de múltiples camisas aisladas dentro de un intervalo, reduciendo el tiempo de ciclo de estimulación y el volumen de agua utilizado.
RapidStage	Fracturar una etapa independiente mediante camisas individuales, reduciendo el tiempo operativo y las intervenciones a pozo.	



	Sellador de esferas	Sellar disparos o perforaciones que acaparan la mayor parte del fluido, desviando así los tratamientos del yacimiento hacia otras secciones de la zona objetivo.
	Sistema de fracturamiento preciso	Controlar el número, localización y tamaño de las fracturas. Monitorea la presión de la zona fracturada en tiempo real.
	Terminación de pozos selectiva	Permitir producir dos intervalos productores al mismo tiempo o bien individualmente. Óptimo para pozos en los que su acceso es complicado (zona marina).
	Terminación ecológicas	Capturar el gas natural en boca del pozo, reduce emisiones COV.
	Otros	Número óptimo de pozos, espaciamiento entre pozos, equipo de terminación verdes, estimulación acida, reamers shoe, trampa de arenas, perforación bajo balance, pozos diámetro reducido, multilaterales, alcance extendido, horizontales, tubería flexible.
	Balance de materia dinámico	Evitar el cierre de pozo para medir la presión estática del yacimiento conociendo el comportamiento del pozo, presión estática del yacimiento y el volumen original de gas.
	Herramienta de aislamiento de cabeza de pozo	Eliminar la necesidad de reemplazar el árbol o el cabezal del pozo permitiendo que se realicen estimulaciones a mayor presión.
	Huff and Puff	Mejorar la penetración del gas en la formación reduciendo la viscosidad, aumenta la movilidad y la eficiencia de desplazamiento.
	Procesamiento submarino	Separar los fluidos producidos mejorando la productividad del pozo con una mayor reducción de presión e incrementa la recuperación final.
	Pozos inteligentes	Monitoreo en tiempo real de la T y P de fondo de pozo. Controla el flujo, modelo y rastreo de problemas de producción, cuellos de botellas en tuberías, admisión de sólidos, erosión en el estrangulador.



Producción de pozos	Pruebas multipunto, flujo tras flujo e isocronal	Conocer la capacidad de flujo del pozo, determinar número de pozos y su ubicación, requerimientos de compresión, determinar la necesidad de estimular.
	Redes de sensores inalámbricos (WSN)	Monitorear la producción, medición de la presión, temperatura y el gasto. Así como la medición de líquido en los tanques, medición de sistemas de monitoreo subacuático.
	Sistema de energía submarino autónomo	Reducir las emisiones creadas durante los procesos de extracción. Producción más limpia, segura y energéticamente eficiente puede conectarse a cualquier fuente de energía.
	Sistemas de medición multifásicos submarinos	Agilizar los análisis de tendencias de rendimiento de pozos, ofrecer diagnósticos de pozos inmediatos reduciendo costos por pozo probado.
	Tecnología de flujo frío	Elimina la necesidad de inyectar productos químicos, de aislar y de equipo de calefacción.
	Otros	Conexiones submarinas de larga distancias, unidad submarina de separación y bombeo, unidades de variación de velocidad de bombas y compresores, sistemas submarinos de control autónomos, surfactantes en barra o líquido, bombeo neumático, estaciones de recolección y medición, mantenimiento de presión, monitoreo periódico de pozos.
	Cámaras infrarrojas	Ayudar a detectar fugas de gas natural en diferentes instalaciones.
	Coalescedores mecánicos	Eliminar agua e hidrocarburos líquidos hasta <0.011 ppmw del gas natural garantizando la calidad del gas natural y protegiendo los equipos de proceso.
	Bombas multifásicas	Manejar toda la producción de un pozo (petróleo, gas natural, agua y arena) sin necesidad de separar ni procesar el flujo de producción.
	Enfriadores de propano	Capacidad de extraer la fracción de producción de C3+ posee una baja pérdida de presión del flujo de alimentación.
	Enfriadores de aire	Controlan la temperatura de la corriente de flujo reduciendo las temperaturas del flujo del pozo de gas. Rechazan el calor agregado por el equipo compresor al fluido comprimido.



<i>Procesamiento, tratamiento y acondicionamiento</i>	Estabilizadores de condensado	Reducir la presión de vapor del condensado, capturando los líquidos del gas natural.
	FSRU	Almacena, regasifica y transfiere el gas natural o gas natural licuado.
	Microturbina	Generación de electricidad con menor número de partes móviles, menor peso y dimensiones, fácil instalación.
	Planta de tratamiento agua	Minimizar el uso de agua reduciendo los costos.
	Receptor de baches	Recolectar líquidos que se han asentado en las líneas de flujo que pueden sobrecargar la capacidad de manejo de gas o líquido.
	Sistema de limpieza con anticorrosivos	Realizar operaciones de mantenimiento sin detener el flujo en la tubería.
	Sistemas de protección de presión de alta integridad (HIPPS)	Evita la sobre presurización de una planta. Puede ser usado en quemadores, en plantas de almacenamiento de gas o FPSO.
	Sistemas de rectificación	Restaurar el metanol de alta concentración (95%) de una mezcla de agua y metanol.
	Unidad de recuperación de vapor	Recuperar los vapores formados dentro de los tanques completamente sellados de petróleo crudo o condensado.
	Unidad de amina y de glicol	Deshidratar y desulfurizar las corrientes de gas natural.
	Unidad de control del punto rocío	Inhibir la formación de hidratos sólidos en corrientes de gas, mediante la inyección química (metanol), separación (membrana) o refrigeración mecánica.
	Unidad criogénica	Separar el gas de sus líquidos, remoción de N ₂ y licuefactar el gas natural.
	Otros	Calentamiento eléctrico directo, circulación de agua caliente, endulzamiento del gas, requerimientos de compresión, respiraderos, tratamiento químicos, destilación por membrana, flotación aire disuelto, evaporación, destilación térmica, electrocoagulación y cristalización.

Tabla 19. Tecnologías y técnicas para el desarrollo de campos de gas natural no asociado (Elaboración propia).



Bibliografía

A

- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (01 de Febrero de 2017). *"Autorización para el tratamiento de suelos contaminados para actividades del Sector Hidrocarburos. Información relevante del trámite"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: <https://www.gob.mx/asea/documentos/autorizacion-para-el-tratamiento-de-suelos-contaminados-del-sector-hidrocarburos-asea-00-001-g?state=published>
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (23 de Octubre de 2017). *"Foro Fractura Hidráulica: Actualidad de la Explotación de Hidrocarburos en México"*. Obtenido de Cambio Climático: https://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion_231017-1.pdf
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2020). *"Propuesta de remediación de sitios contaminados por pasivo ambiental del Sector Hidrocarburos"*. Obtenido de Trámites: <https://www.gob.mx/tramites/ficha/propuesta-de-remediacion-de-sitios-contaminados-por-pasivo-ambiental-del-sector-hidrocarburos/ASEA4153>
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2020). *"Registro de Plan de Manejo de Residuos Peligrosos del Sector Hidrocarburos"*. Obtenido de Trámites: <https://www.gob.mx/tramites/ficha/registro-de-plan-de-manejo-de-residuos-peligrosos-del-sector-hidrocarburos/ASEA5086>
- Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente. (16 de Marzo de 2017). *Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5476643&fecha=16/03/2017
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2021). *"Yacimientos no Convencionales"*. Obtenido de Proyectos de Gestión del Conocimiento: <https://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia-Ambiental/Proyectos/Yacimientos-no-convencionales/Paginas/default.aspx>
- Ahmadi M. & Taleghani, A. D. (Septiembre de 2016). *"Why Re-fracturing Works and Under What Conditions"*. Obtenido de One petro: <https://sci-hub.se/10.2118/181516-MS>
- Arroyo, S. C. (abril de 2016). *"Incorporación de tecnologías innovadoras para la evaluación de intervalos en pozos exploratorios HP/HT de la Región Marina"*. Obtenido de Oilproduction: <http://oilproduction.net/files/HPHT-Region%20marina.pdf>



Asociación Mexicana Gas Natural. (2020). "*Regulación del Gas Natural en México*". Obtenido de Regulación: <http://www.amgn.org.mx/regulacion.html#:~:text=La%20realizaci%C3%B3n%20de%20actividades%20de,la%20Comisi%C3%B3n%20Reguladora%20de%20Energ%C3%ADa.&text=%C2%B7%20DECRETO%20por%20el%20que%20se%20crea%20el%20Centro%20Nacional%20de,de%20la%20Ley%20de%20Hidroca>

Asociación Nacional de la Industria Química. (2020). "*Anuario Estadístico de la Industria Química*". Obtenido de Publicaciones: <https://aniq.org.mx/webpublico/notas/anuarioestadisticoiq.asp>

B

Benmadi Milad & Sayantan Ghosh. (Julio de 2018). "*Upscaled DFN Models to Understand the Effects of Natural Fracture Properties on Fluid Flow in the Hunton Group Tight Limestone*". Obtenido de One petro: <https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/18URTC/2-18URTC/D023S025R008/157013>

BP. (2020). "*Energy Outlook 2020*". United Kingdom: BP Energy Economics.

Burgos, E. S. (2020). *Regulación en Materia de Reservas*. Ciudad de México: FI, UNAM.

C

Caineng, Z. (2017). "*Meaning of Unconventional Petroleum Geology*". Obtenido de Science Direct: <https://sci-hub.se/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812234-1.00002-9>

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (09 de Diciembre de 2019). "*Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*". Obtenido de Diario Oficial de la Federación: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_110121.pdf

Christine Noshi & Samuel Noynaert. (2019). "*Data Mining Approaches for Casing Failure Prediction and Prevention*". Obtenido de IPTC: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19311-MS>

CNH. (junio de 2021). "*Balance de Gas Natural*". Obtenido de Sistema de Información de Hidrocarburos: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

Comisión Nacional de Hidrocarburo. (01 de Enero de 2020). "*Reservas de Hidrocarburos y Recursos Prospectivos*". Obtenido de Reporte reservas recursos 2020: https://hidrocarburos.gob.mx/media/3652/reporte_reservas_recursos2020.pdf



Comisión Nacional de Hidrocarburo. (01 de Enero de 2021). *"Reservas de Hidrocarburos y Recursos Prospectivos"*. Obtenido de Reporte reservas recursos 2020: https://hidrocarburos.gob.mx/media/3652/reporte_reservas_recursos2020.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (01 de Julio de 2016). *"Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). "El Gas Natural en el Contexto Global". En D. H. Rodríguez, *"El Sector del Gas Natural: Algunas Propuestas para el Desarrollo de la Industria Nacional"* (pág. 189). Ciudad de México: CNH.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (04 de abril de 2019). *"20º Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno"*. Obtenido de Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=hq2j4pkL6WM>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (enero de 2019). *"Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos"*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493878/20190124_SN_Dictamen_Tecnico_Plan_de_Desarrollo_CNH-M3-Mision-2018_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *"Aviso de cualquier emanación de hidrocarburos que identifiques"*. Obtenido de Trámites: <https://www.gob.mx/tramites/ficha/aviso-de-cualquier-emanacion-de-hidrocarburos-que-identifiques/CNH2597>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (Diciembre de 2020). *"Balance de Gas Natural"*. Obtenido de <https://www.hidrocarburos.gob.mx/media/4264/balance-gas-natural-dic2020.pdf>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (04 de Agosto de 2020). *"Cuantificación y Certificación de Reservas"*. Obtenido de Acciones y Programas: <https://www.gob.mx/cnh/acciones-y-programas/cuantificacion-y-certificacion-de-reservas>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *"Regulación Emitida por la CNH"*. Obtenido de Marco Regulatorio de la CNH: <https://cnh.gob.mx/regulacion/regulacion/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *"Regulación Emitida por la CNH"*. Obtenido de Marco Regulatorio de la CNH: <https://cnh.gob.mx/regulacion/regulacion/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *"Reporte de los resultados de medición del volumen de hidrocarburos gaseosos producidos, aprovechados, reinyectados, quemados y venteados, como*



producto de las actividades de exploración y de extracción de hidrocarburos". Obtenido de Trámites: <https://www.gob.mx/tramites/ficha/reporte-de-los-resultados-de-medicion-del-volumen-de-hidrocarburos-gaseosos-producidos-aprovechados-reinyectados-quemados-y-venteados-como-producto-de-las-actividades-de-exploracion-y-de-extraccion-de-hidrocarburos/CNH578>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *"Tablero de Producción de Petróleo y Gas"*. Obtenido de Centro Nacional Información de Hidrocarburos: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/#>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (21 de 11 de 2020). *Rondas México*. Obtenido de Administración de Contratos: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *"Asignaciones y contratos"*. Obtenido de IICNH: <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *"Reservas de Hidrocarburos"*. Obtenido de CNIH: <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *"Tablero de producción de petróleo y gas"*. Obtenido de Sistema de Información de Hidrocarburos: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

Comisión Nacional del Agua. (30 de agosto de 2017). *"Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5495543&fecha=30/08/2017

Comisión Reguladora de Energía. (09 de Agosto de 2016). *"Actividades permitidas en materia de gas natural, petróleo, líquidos del gas natural, condensados e hidratos de metano sin procesar"*. Obtenido de Acciones y Programas: <https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/solicitudes-de-permisos-de-gas-natural-51644>

D

Dembicki, H. (2017). *"Source Rock Evaluation"*. Obtenido de ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128033500000039>

Don LeBlanc & Tom Martel. (Junio de 2011). *"Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada"*. Obtenido de One petro: <https://doi.org/10.2118/144093-MS>



E

Ehsan Belghiszadeh & Carl Makrides. (Diciembre de 2020). "*Deep Panuke Resource Management Study*". Obtenido de Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board: https://www.cnsopb.ns.ca/sites/default/files/resource/deep_panuke_resource_management_study_-_final_dec._16_2020.pdf

ENCANA. (Noviembre de 2006). "*Deep Panuke Offshore Gas Development*". Obtenido de DEVELOPMENT PLAN VOLUME 2: https://callforbids.cnsopb.ns.ca/2012/01/sites/default/files/pdfs/dp_dpa_vol2.pdf

Enerdata. (29 de Noviembre de 2020). "*Global Energy Statistical Yearbook 2020*". Obtenido de Natural gas production: <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/world-natural-gas-production-statistics.html>

ENI. (2020). *World Gas and Renewables Review 2020*. Italia, Roma.: Eni SpA.

I

Internacional Energy Agency. (2020). "*Gas 2020*". París, Francia: IEA Publications.

International Energy Agency. (27 de julio de 2020). "*Información sobre gas natural: descripción general*". Obtenido de Reportes: <https://www.iea.org/reports/natural-gas-information-overview>

International Energy Agency IEA. (3 de febrero de 2021). "*ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2020*". Obtenido de Analysis & Projections: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

International Energy Agency IEA. (2021). "*Gas natural*". Obtenido de Global Energy Review: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/natural-gas>

International Gas Union. (2020). "*Global Gas Report 2020*". Barcelona, España: BloombergNEF.

J

James F. Lea & Lynn Rowlan. (2019). "*Gas Well Deliquification*". Texas: ElsevierScience.

James Lea & Rowlan. (2019). "*Gas Well Deliquification*". Texas: ElsevierScience.

James Pyecroft & Jürgen Lehman. (Julio de 2015). "*Plugless Non-Isolated Multi-Stage Hydraulic Fractured Horizontal Well Experiments in the Canadian Horn River Basin*". Obtenido de One petro: <https://sci-hub.se/https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2154914>



Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico. (2017). *"Impulsando el desempeño de los reguladores energéticos de México"*. Obtenido de Publicaciones: <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Mexico-Energy-brochure%20-ESP-.pdf>

Owner team consultation. (2021). *"hydraulic-fracturing-of-rock-formations-part-2-coal-bed-methane-recovery"*. Obtenido de <https://www.ownerteamconsult.com/hydraulic-fracturing-of-rock-formations-part-2-coal-bed-methane-recovery/>

P

Pérez, A. G. (Diciembre de 2018). *"Estado del conocimiento en la explotación del Gas de Lutita (Shale Gas) y su potencial geológico en el Norte de España"*. Obtenido de ResearchGate: 10.29077/bol/112/e01_rui

Petróleos Mexicanos. (29 de mayo de 2021). *"Pemex Transformación Industrial"*. Obtenido de Base de Datos Institucional: <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true>

R

Rahul Ranjith & Anuj Suhag. (2017). *"Production Optimization Through Utilization of Smart Wells in Intelligent Fields"*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/185709-MS>

Rangel, E. R. (26 de febrero de 2015). *"IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México"*. Obtenido de Academia de Ingeniería de México: http://www.ai.org.mx/ai/images/sitio/2015/05/ingresos/errg/2._trabajo_de_ingreso_final_rangel_german.pdf

Resources. (28 de Febrero de 2020). *"JPMorgan's New Climate Commitments, Hydrogen's Low-Carbon Potential, and More"*. Obtenido de On the issues: <https://www.resourcesmag.org/on-the-issues/on-the-issues-jpmorgans-new-climate-commitments-hydrogens-low-carbon-potential-and-more/>

Reza Ganjdanesh & Wei Yu. (Octubre de 2019). *"Huff-N-Puff Gas Injection for Enhanced Condensate Recovery in Eagle Ford"*. Obtenido de Onepetro: <https://sci-hub.se/https://doi.org/10.2118/195996-MS>

Rodríguez, D. H. (30 de Julio de 2018). "Presentación: El Sector de Hidrocarburos Mexicano, su entorno. Algunas reflexiones.". (J. C. Romero, Entrevistador)

S



Schneider, F. (01 de 12 de 2014). *"Yacimientos No Convencionales"*. Obtenido de Beicip Franlab:
<https://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia-Ambiental/Proyectos/Yacimientos-no-convencionales/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales%20-%20Fr%C3%A9d%C3%A9ric%20Schneider.pdf>

Scott H. Stevens & Denis Spector. (1998). *"Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO2 Injection: Worldwide Resource and CO2 Sequestration Potential"*. Obtenido de One petro:
<https://doi.org/10.2118/48881-MS>

Secretaría de Energía. (Octubre de 1995). *"Ley de la Comisión Reguladora de Energía"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación:
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lcre/LCRE_orig_31oct95.pdf

Secretaría de Energía. (Noviembre de 2008). *"DECRETO por el que se expide la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación:
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lcnh/LCNH_orig_28nov08.pdf

Secretaría de Energía. (09 de Diciembre de 2015). *"Disposiciones Administrativas para determinar los requisitos que deberán incluir las solicitudes de los titulares de una concesión minera que estén interesados en obtener la adjudicación directa de un Contrato para la E&E de Gas Natural asociado a VCM"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación:
https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5419413&fecha=09/12/2015

Secretaría de Energía. (15 de Noviembre de 2016). *"Ley de Hidrocarburos"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lhidro/LHidro_orig_11ago14.pdf

Secretaría de Energía. (01 de Junio de 2018). *"Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético"*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación:
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5524885&fecha=01/06/2018

Secretaría de Energía. (16 de Marzo de 2018). *"Lineamientos que establecen parámetros para determinar la contraprestación por extracción comercial que el asignatario o contratista entregará a los propietarios cuando sus proyectos alcancen la extracción comercial de hidrocarburos."*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación:
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5516472&fecha=16/03/2018

Secretaría de Energía. (15 de Marzo de 2019). *"Permiso de Procesamiento de Gas Natural"*. Obtenido de Blog: <https://www.gob.mx/sener/articulos/permiso-de-procesamiento-de-gas-natural>



Secretaría de Energía. (2021). *"IMP: Balance de Gas Natural Seco"*. Obtenido de Sistema de Información Energética: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

SEMARNAT & ASEA. (Julio de 2020). *"Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgos para el Sector de Hidrocarburos"*. Obtenido de Documentos: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569599/V.Web_GUIA_ARSH_10.08.2020.pdf?fbclid=IwAR0z22-E1okwMHxr7-BEekKtTCibyE80qlV34Y3ARKpZhKP8eHbj6jnIbb4

SMB & PEMEX. (2018). *"Plan de Desarrollo: Contrato No. CNH-M3-MISION/2018"*. CDMX.

Society of Petroleum Engineers. (junio de 2018). *"Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo"*. Obtenido de SPE: <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/>

Suárez, A. A. (2012). *The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas*. Obtenido de National Energy Commission, Spain: https://cdn.intechopen.com/pdfs/35289/InTech-The_expansion_of_unconventional_production_of_natural_gas_tight_gas_gas_shale_and_coal_based_methane_.pdf

T

Tijuana Devaul & Alejandro Coy. (2003). *"Underbalanced Horizontal Drilling Yields Significant Productivity Gains in the Hugoton Field"*. Obtenido de One petro: <https://doi.org/10.2118/81632-MS>

U

Unidad Técnica de Extracción y Supervisión. (Agosto 2020). *"Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P, AL 1 de Enero del 2020"*. Ciudad de México: CNH.

W

Williams-Kovacs, J. (2012). *"New methods for shale gas prospect analysis"*. CALGARY, ALBERTA : University of Calgary.

Y

YPF. (2016). *¿Que son los Yacimientos No Convencionales?* Obtenido de Energía YPF: <https://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>