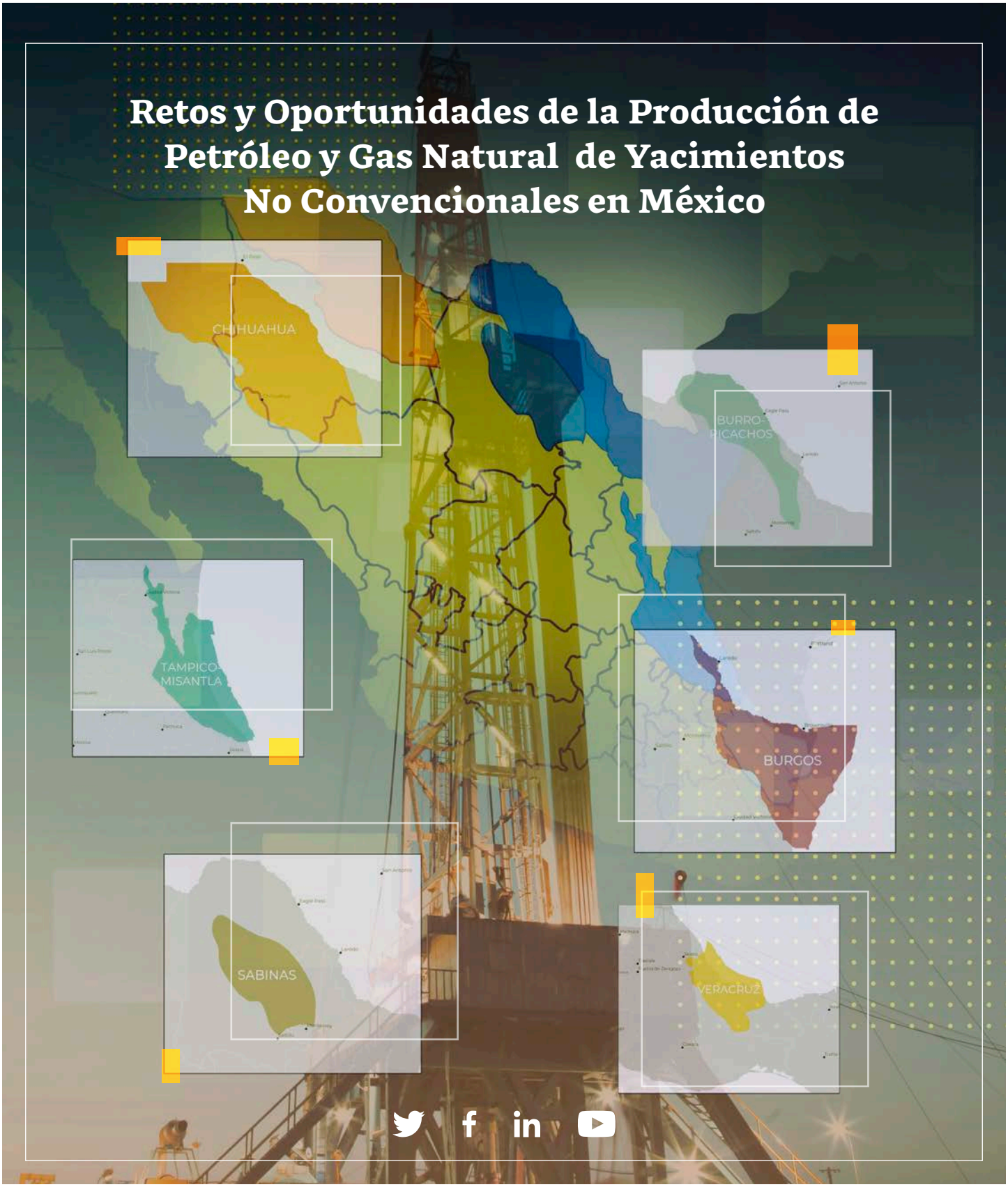
CNH

Comisión Nacional de Hidrocarburos

2022

Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de Yacimientos No Convencionales en México



Directorio

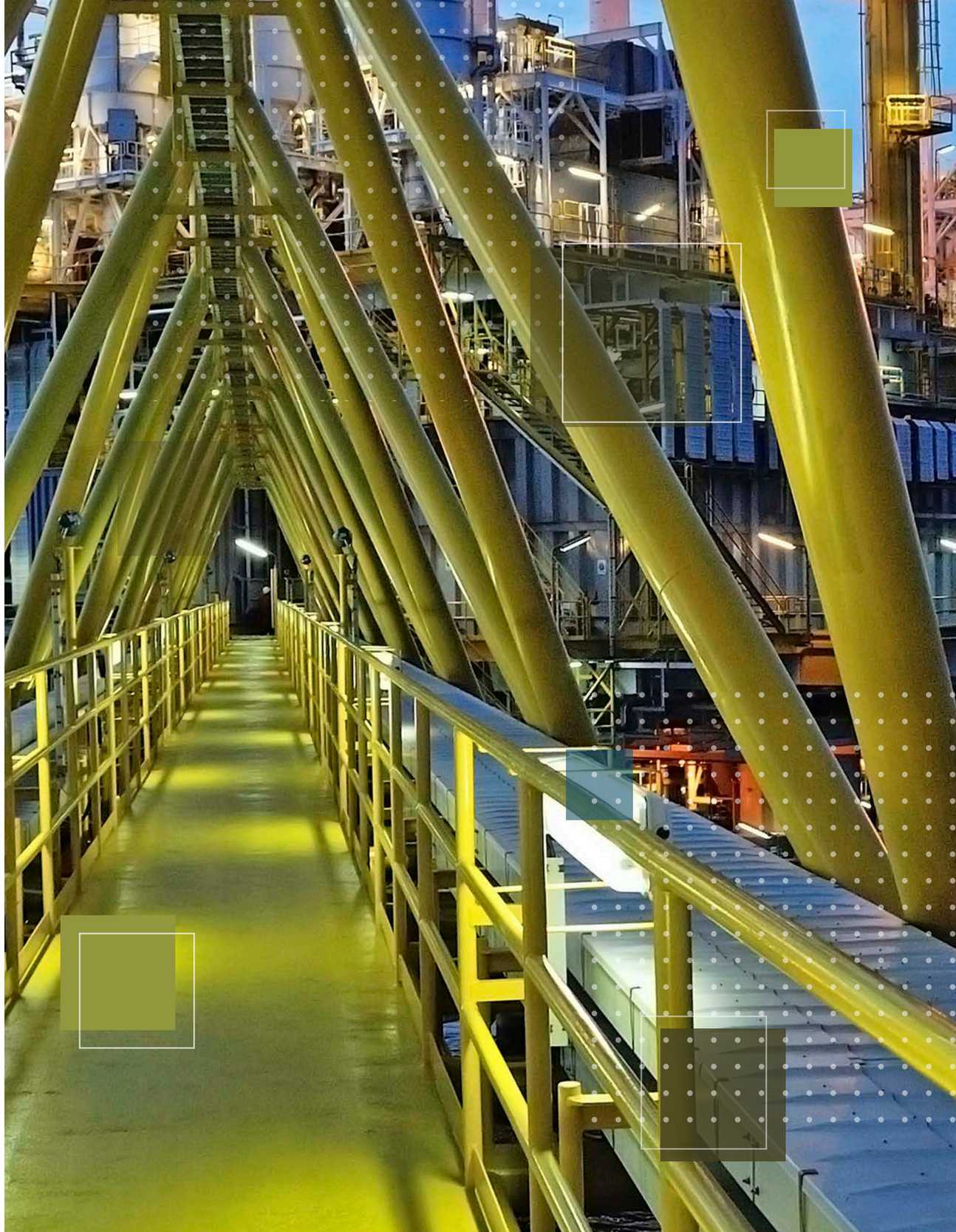
Comisionado Presidente
Mtro. Rogelio Hernández Cázares

Comisionado Ponente
Dr. Héctor Moreira Rodríguez

Comisionados
Dra. Alma América Porres Luna
Dr. Néstor Martínez Romero

Secretario Ejecutivo
Lic. Fernando Ruíz Nasta

Director General de Vinculación Institucional
Lic. Oliverio Tijerina Sepúlveda



Créditos

Coordinación
Ing. Claudia de J. Galicia Buenrostro

Colaboradores
Ing. César Villegas Capistrán
Ing. Javier Salgado Valdés
Mtra. María Pimentel Montiel
Ing. Jesús Adrián García Estrada
Mtro. Héctor Erick Gallardo Ferrera
Mtro. Francisco Castellanos Paez
Mtro. Christian Uriel Moya García

Áreas participantes
Equipos de los Comisionados
Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión
Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión
Centro Nacional de Información de Hidrocarburos

Diseño Editorial
Lic. Oliverio Tijerina Sepúlveda
Lic. Melva Cantú Farias
Lic. Alan Flemming López

Contenido

Introducción 10
I. Los yacimientos no convencionales 16
1.1 Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales 17
1.2 Tipos de yacimientos no convencionales 20
1.3 Características de los yacimientos no convencionales importantes para México 22
1.4 Conclusiones 24
II. Contexto mundial 26
2.1 Historia y contexto actual 26
2.2 Recursos estimados 32
2.3 Producción a nivel mundial 34
2.3.1 Estados Unidos de América (EUA) 35
2.3.2 Canadá 39
2.3.3 Argentina 41
2.3.4 China 42
2.4 Conclusión 43
III. Producción en los yacimientos no convencionales 45
3.1 Exploración y evaluación 46
3.1.1 Gestiones y permisos 47
3.1.2 Definición y modelado del sistema petrolero 48
3.1.3 Evaluación integral 56
3.2 Desarrollo 59
3.2.1 Gestiones y permisos 62
3.2.2 Construcción del sitio 62
3.2.3 Perforación 64
3.2.4 Terminación de pozos y estimulación hidráulica de yacimientos no convencionales 68
3.3 Producción 79
3.3.1 Parámetros considerados en el modelo de desarrollo 81
3.3.2 Monitoreo del fracturamiento con microsísmica 82
3.3.3 Tratamientos de reestimulación hidráulica 84
3.3.4 Sistemas artificiales de producción 85
3.3.5 Manejo de agua 86
3.4 El valor de la información en la cadena de valor 87
3.5 Impacto económico 88
3.6 Impacto ambiental 90
3.6.1 Sismicidad inducida 90
3.6.2 Protección de mantos acuíferos 92
3.6.3 Uso racional del agua 93
3.6.4 Protección del suelo 94
3.6.5 Mitigación de la contaminación del aire y por ruido 95
3.6.6 Manejo de residuos 96
3.7 Conclusiones 97
IV.Yacimientos de Petróleo y Gas en Lutitas en México 99
4.1 Marco normativo para la exploración y extracción en yacimientos no convencionales 100
4.2 Exploración y evaluación de las formaciones geológicas en lutitas 102
4.2.1 Provincias geológicas en México 102
4.2.2 Provincias petroleras 104
4.2.3 *Plays* no convencionales identificados en lutitas 113
4.2.4 Recursos prospectivos en *plays* no convencionales en lutitas 118
4.2.5 Evaluación de yacimientos no convencionales en lutitas 121
4.3 Potencial económico de los yacimientos no convencionales en lutitas 125
4.3.1 Metodología para la elaboración de los escenarios prospectivos 126
4.3.2 Escenarios Prospectivos de Producción y Costos 127
4.4 Infraestructura para el transporte y recolección de la producción 130
4.4.1 Infraestructura para el transporte de gas natural 130
4.4.2 Infraestructura para procesamiento, transporte y almacenamiento de petrolíferos 134
4.5 Infraestructura para la comunicación terrestre 137
4.6 Disponibilidad de agua salobre 138
4.7 Desarrollo de proyectos 139
4.8 Conclusión 140
V. Retos y oportunidades 142
5.1 Oportunidades: 143
5.1.1 Aprovechamiento de la información y experiencia internacional en la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales 143
5.1.2 Adopción y desarrollo de tecnologías de punta 144
5.1.3 Reducción de los gases de efecto invernadero 144
5.1.4 Desarrollo de productos y servicios para las cadenas de valor. 145
5.1.5 Generación de energía eléctrica de menor precio y menor contaminación. 145
5.1.6 Desarrollo de la industria petroquímica nacional 146
5.2 Retos 146
5.2.1 Regulación coordinada 146
5.2.2 Integración con las comunidades 147
5.2.3 Alineación económica de los proyectos 147
5.2.4 Enfrentar el reto del consumo de agua 148
5.2.5 Actualización del régimen fiscal 148
5.3 Conclusiones 148
VI. Anexos 151
Anexo 1.- El marco normativo de la explotación de los yacimientos no convencionales en México 152
Anexo 2.- Conversiones usadas 157
Acrónimos 158
Unidades 159
Estudios relacionados y bibliografía 160

Índice-Tablas

Tabla I-1 Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales....23
Tabla II-1 Países con mayores recursos técnicamente recuperables de petróleo en lutitas....32
Tabla II-2 Países con mayores recursos técnicamente recuperables de gas natural en lutitas....33
Tabla II-3 Producción de no convencionales durante 2021 en EUA, Canadá y Argentina....34
Tabla III-1 Áreas de especialidad y aspectos de interés relacionados con la producción en yacimientos no convencionales....46
Tabla III-2 Parámetros de evaluación de los yacimientos en lutitas....57
Tabla III-3 Efecto de los principales parámetros en la perforación, terminación y estimulación hidráulica de pozos en yacimientos no convencionales....76
Tabla III-4 Incidencia de los parámetros de los yacimientos no convencionales en el comportamiento de los pozos....81
Tabla III-5 Potencial de creación de empleos en Illinois, por el desarrollo de yacimientos no convencionales de la Formación New Albany....89
Tabla IV-1 Elementos relevantes del Marco Normativo relacionados con el desarrollo de yacimientos no convencionales....101
Tabla IV-2 Parámetros representativos de los *plays* no convencionales de petróleo y gas en lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano....115
Tabla IV-3 Parámetros representativos de los *plays* no convencionales de petróleo y gas en lutitas del Jurásico Superior Titoniano....116
Tabla IV-4 Parámetros representativos de los *plays* no convencionales de petróleo y gas en lutitas del Cretácico Superior Turoniano....117
Tabla IV-5 Distribución de los recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas en México, por provincia petrolera, *play* y tipo de hidrocarburo....119
Tabla IV-6 Producción diaria promedio reportada por pozo al 2019, en condiciones estabilizadas para yacimientos no convencionales en lutitas asociados con pozos perforados a partir del 2018....125
Tabla IV-7 Escenarios de producción....126
Tabla IV-8 Premisas técnicas y económicas....127
Tabla IV-9 Pozos considerados y costos totales por proyecto....128
Tabla IV-10 Principales puntos de internación....131
Tabla IV-11 Principales gasoductos de transporte....132
Tabla IV-12 Principales gasoductos de transporte en desarrollo....132
Tabla IV-13 Gasoductos en proyecto....133
Tabla IV-14 Capacidad de procesamiento de los CPG....133
Tabla IV-15 Capacidad de importación de petrolíferos por día....134
Tabla IV-16 Principales ductos de transporte de petrolíferos en operación....135
Tabla IV-17 Terminales de almacenamiento y reparto....136
Tabla IV-18 Refinerías....136
Tabla IV-19 Infraestructura carretera (kilómetros)....137

Índice de figuras

Figura 0-1 Extracción de hidrocarburos....10
Figura 0-2 Separación del gas natural....11
Figura 0-3 La cadena de valor del gas natural....11
Figura 0-4 Separación del petróleo....12
Figura 0-5 La cadena de valor petroquímica del petróleo....12
Figura 0-6 Diferencias entre el uso de petróleo y gas natural....13
Figura I-1 Esquematización de Yacimiento Convencional....18
Figura I-2 Diagrama ternario para clasificar los tipos de recursos....19
Figura I-3 Escala de permeabilidad mostrando el rango para yacimientos convencionales y no convencionales....20
Figura I-4 Esquematización de Yacimientos Convencionales y No Convencionales en México....22
Figura I-5 Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales....24
Figura II-1 Desarrollo de los recursos en lutitas y su masificación....27
Figura II-2 Consumo energético mundial....28
Figura II-3 Demanda energética por región....29
Figura II-4 Proyección de consumo energético en EUA....30
Figura II-5 Países con más recursos no convencionales....33
Figura II-6 Producción de gas en EUA....36
Figura II-7 Producción de petróleo en EUA....36
Figura II-8 *Plays* no convencionales en EUA....37
Figura II-9 Pozos perforados en EUA....38
Figura II-10 Pozos perforados en formaciones no convencionales en EUA....38
Figura II-11 Producción de gas natural en Canadá....39
Figura II-12 Producción de petróleo en Canadá....40
Figura II-13 Producción de gas natural en Argentina....41
Figura II-14 Producción de petróleo en Argentina....42

Figura III-1 Correlación de los índices de madurez térmica y las zonas de generación de hidrocarburos 50
Figura III-2 Esquema del espacio total y efectivo de los poros para sistemas de lutitas con materia orgánica 52
Figura III-3 Isoterma de adsorción de Langmuir como una función de la presión 54
Figura III-4 Gráficos de radar para evaluar yacimientos y parámetros geomecánicos con escala de seis puntos (0-5 de menor a mayor). 58
Figura III-5 Ciclo de desarrollo de un yacimiento no convencional 61
Figura III-6 Vista aérea de una macropera 64
Figura III-7 Perforación de múltiples pozos en yacimientos no convencionales 65
Figura III-8 Esquematización de pozos horizontales en un arreglo multilateral y multicapa, en un yacimiento de gas en lutitas 66
Figura III-9 Estado mecánico típico de un pozo horizontal productor en yacimientos no convencionales 67
Figura III-10 Esquematización de un pozo terminado en agujero entubado 69
Figura III-11 Esquematización de un pozo terminado en agujero descubierto 70
Figura III-12 Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas 71
Figura III-13 Diagrama de un pozo horizontal en un yacimiento no convencional 72
Figura III-14 Esquema de una fractura hidráulica 73
Figura III-15 Ilustración de diferentes niveles de complejidad de las fracturas 74
Figura III-16 Esquematización de la longitud media de la fractura real, apuntalada y efectiva 75
Figura III-17 Cabezales de pozos productores de yacimientos en la Formación Marcellus 79
Figura III-18 Equipo de producción en una macropera en la Formación Marcellus 80
Figura III-19 Utilización de la microsísmica para el monitoreo de una estimulación hidráulica desde un pozo vertical 83
Figura III-20 Impacto del sistema artificial de producción en la vida productiva de un pozo productor de un yacimiento no convencional 85
Figura III-21 Magnitud promedio observada de sismos ocasionados actividades humanas 91
Figura III-22 Consumo diario de agua en Pennsylvania (MMM litros/día) 94
Figura IV-1 Provincias geológicas 103
Figura IV-2 Provincias petroleras 104
Figura IV-3 Provincias petroleras donde se ha identificado potencial para la exploración y extracción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales en lutitas 105
Figura IV-4 Provincia de Sabinas 106
Figura IV-5 Provincia de Burro - Picachos 107
Figura IV-6 Provincia de Burgos 108
Figura IV-7 Provincia de Tampico - Misantla 110
Figura IV-8 Provincia de Veracruz 111
Figura IV-9 Provincia de Chihuahua 112
Figura IV-10 Correlación estratigráfica esquemática de los *plays* no convencionales en lutitas del Cretácico Superior y del Jurásico Superior en las diferentes provincias petroleras 114
Figura IV-11 Volumen de recursos prospectivos convencionales y no convencionales estimados a marzo de 2021 por tipo de hidrocarburo 118
Figura IV-12 Distribución de los recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas en las provincias petroleras por tipo de hidrocarburo 121
Figura IV-13 Localización y resultados de los pozos perforados en México con objetivo no convencional de petróleo y gas 122
Figura IV-14 Resultado de pozos no convencionales por *play* 124
Figura IV-15 Tipo de hidrocarburo por *play* 124
Figura IV-16 Resultado de pozos no convencionales por provincia 124
Figura IV-17 Tipo de hidrocarburo por provincia 124
Figura IV-18 Costos estimados de producción promedio para áreas de gas natural 129
Figura IV-19 Costos estimados de producción promedio para áreas de petróleo 129
Figura IV-20 Infraestructura para el transporte y recolección de gas natural 131
Figura IV-21 Infraestructura de petrolíferos 134
Figura IV-22 Infraestructura ferroviaria y vial, de carreteras pavimentadas, en los estados con recursos no convencionales en lutitas. 138
Figura IV-23 Aguas subterráneas salobres en la zona de México que posee recursos no convencionales en lutitas 139
Figura V-1 *Plays* de Gas no convencional en EUA 144

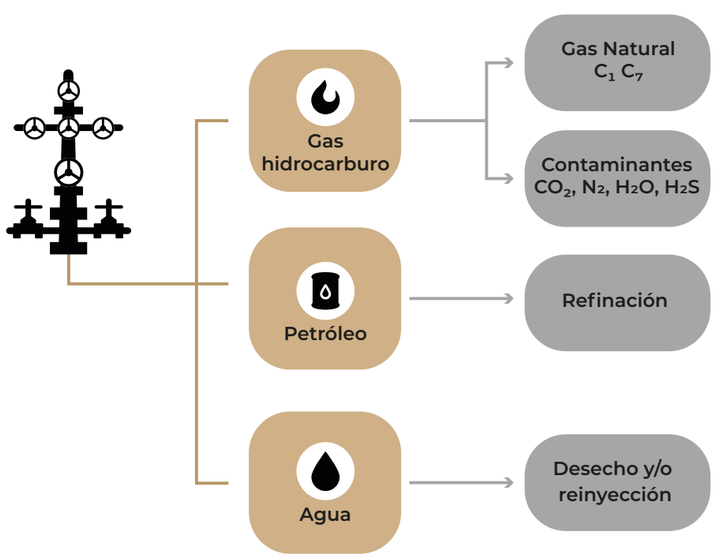
Introducción

Los principales hidrocarburos provenientes del subsuelo son petróleo y gas natural, ambos pueden ser usados como combustible o transformados en insumos indispensables para el desarrollo de múltiples industrias. Por lo tanto, los procesos de exploración y extracción de estos recursos que se encuentran desde 1,000 hasta 8,000 metros bajo la superficie son muy importantes.

La producción de un pozo es en general una combinación de tres fluidos: petróleo, gas hidrocarburo y agua. El gas hidrocarburo es una combinación de hidrocarburos e impurezas gaseosas que pueden estar presentes en diferentes proporciones, incluyendo el dióxido de carbono (CO_2), helio (He), nitrógeno (N_2) y ácido sulfhídrico (H_2S). A los hidrocarburos gaseosos separados de las impurezas lo conocemos como gas natural, el cual está compuesto principalmente de metano (C_1) con menores cantidades de otros hidrocarburos desde etano (C_2) hasta heptano (C_7). (***Figura 0-1***).

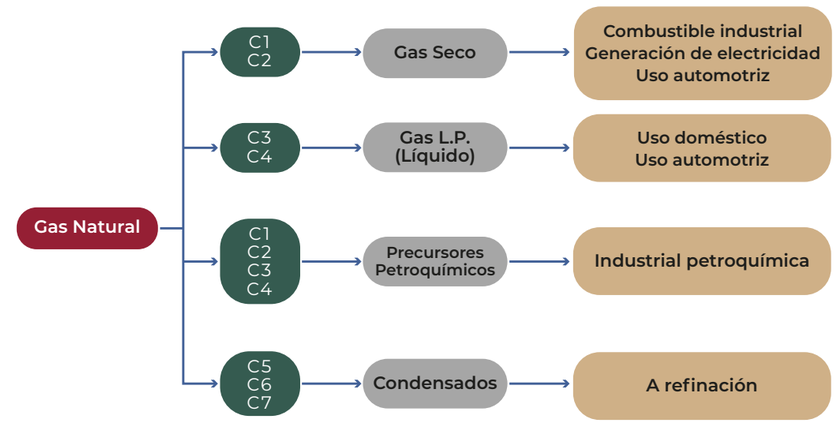
El gas natural puede ser separado en sus componentes para diversos usos como se muestra en la ***Figura 0-2***.

Figura 0-1 Extracción de hidrocarburos



Elaboración propia, 2022

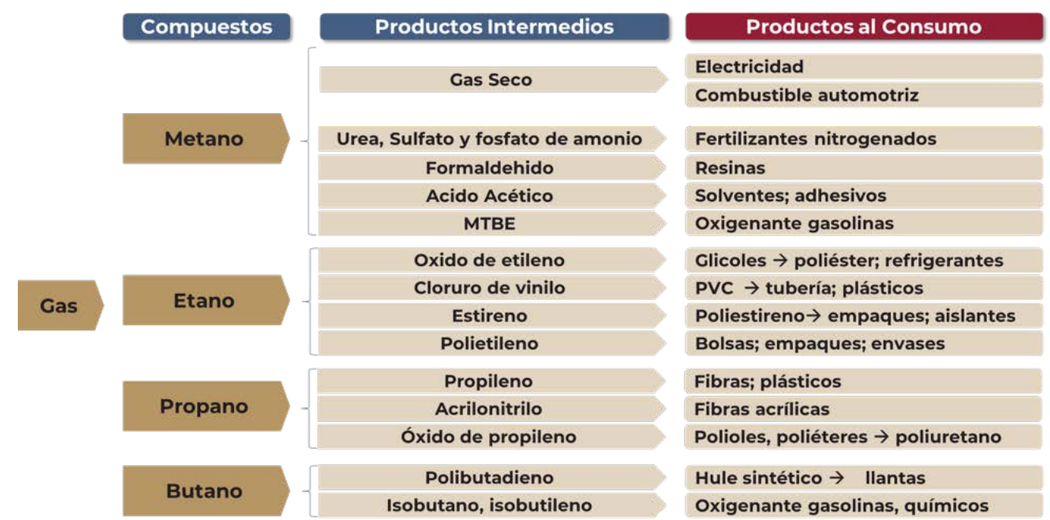
Figura 0-2 Separación del gas natural



Elaboración propia, 2022

Estos componentes son utilizados en diferentes industrias como se muestra en la ***Figura 0-3***.

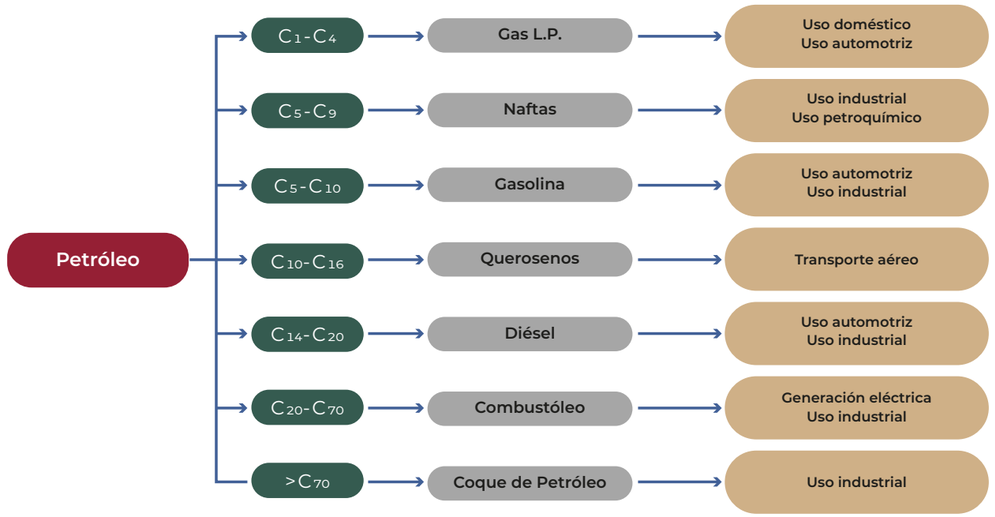
Figura 0-3 La cadena de valor del gas natural



Elaboración propia, 2022

Para el caso del petróleo sucede un proceso similar ya que a través del proceso de refinación puede ser separado en diferentes productos todos ellos de gran importancia industrial, tal como se muestra en la ***Figura 0-4***.

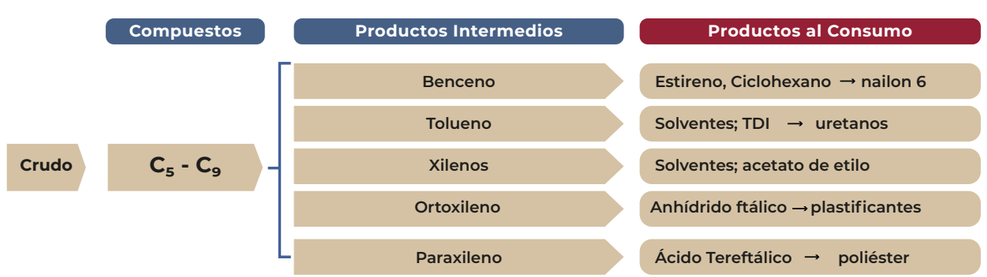
Figura 0-4 Separación del petróleo



Elaboración propia, 2022

De la refinación del petróleo también se obtienen algunos productos que se usan en la industria petroquímica. (***Figura 0-5***).

Figura 0-5 La cadena de valor petroquímica del petróleo

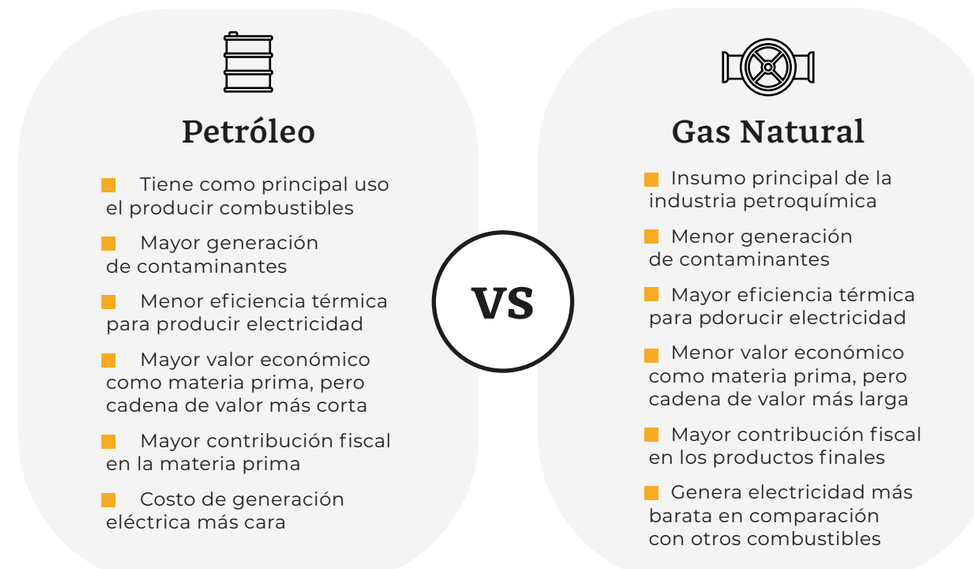


Elaboración propia, 2022

Como puede verse el petróleo y el gas natural son componentes muy importantes de la estructura industrial, no solo como combustibles sino para la fabricación de productos desde telas como el poliéster hasta plásticos, llantas, etc. Los productos derivados del petróleo y del gas natural representan una parte muy importante de la producción industrial, por lo que es clave para una nación disponer de estos recursos.

Sin embargo, petróleo y gas natural no son equivalentes, sino que en su uso presentan características muy diferentes. (***Figura 0-6***).

Figura 0-6 Diferencias entre el uso de petróleo y gas natural



Elaboración propia, 2022

Estos hidrocarburos, petróleo (también llamado aceite), y gas natural (también llamado solamente gas) se encuentran en yacimientos convencionales y no convencionales que se describirán en este libro. Siendo los convencionales los más explotados en México. Además, los yacimientos convencionales se han explotado desde hace más de 100 años y se dispone de un amplio conocimiento de ellos. Por otro lado, los yacimientos no convencionales en el país no han sido suficientemente explorados y explotados, a pesar de su abundancia.

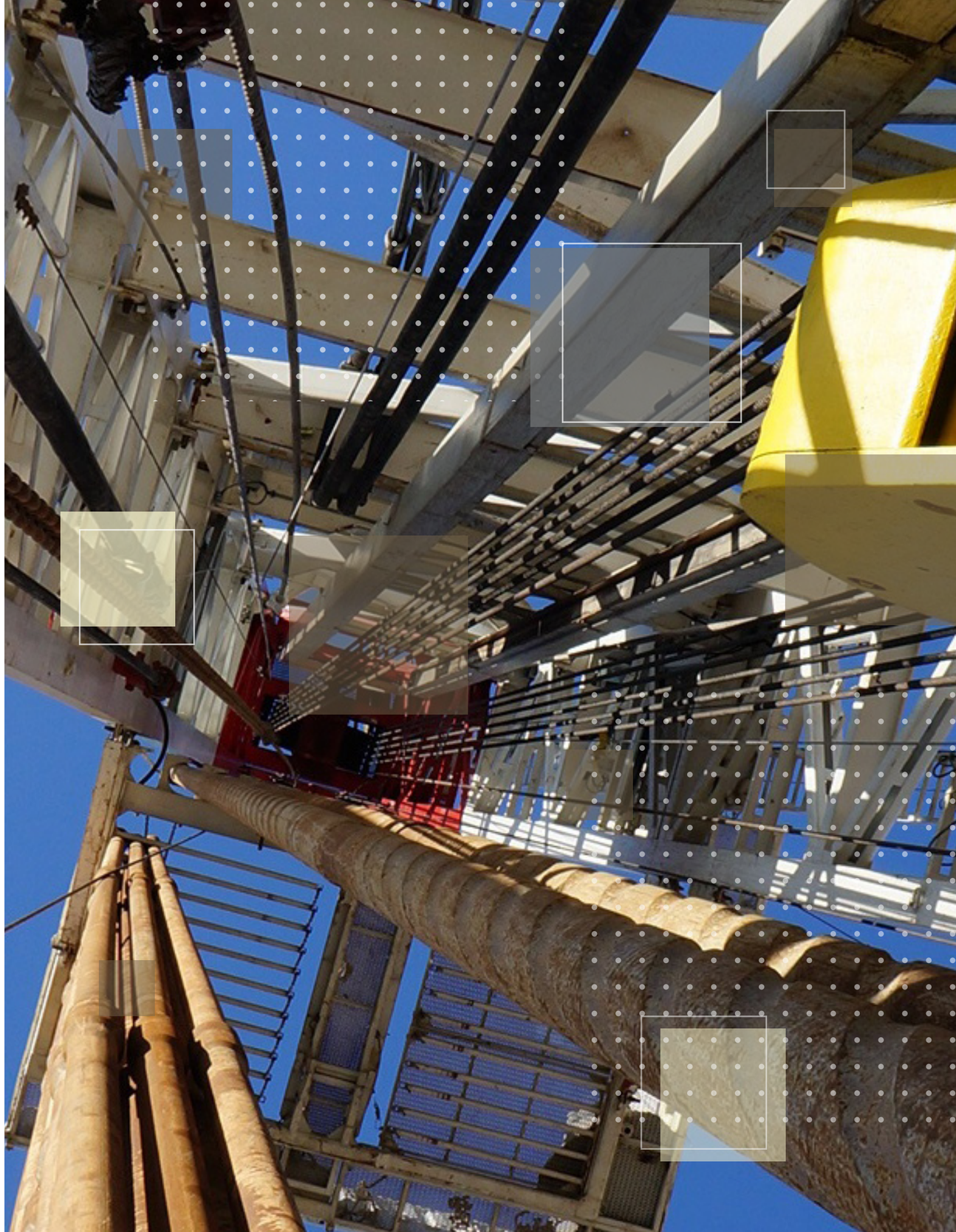
La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) siendo responsable de la maximización del valor de los hidrocarburos en México, decidió nombrar un grupo de trabajo para dar a conocer los retos y oportunidades involucrados en la producción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales en México.

En este libro se presentan los fundamentos de la cadena de valor de la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Para esto se considerarán los siguientes aspectos:

1. El **capítulo 1** define qué es un yacimiento convencional y qué es uno no convencional, y se describe con mayor detalle la naturaleza de los dos tipos de yacimientos y las diferencias entre ambos.
2. El **capítulo 2** presenta los yacimientos no convencionales en el mundo y el impacto que tiene su desarrollo en la producción de petróleo y gas, aunado al crecimiento económico y la autosuficiencia energética de las naciones que los están desarrollando.
3. El **capítulo 3** habla de los componentes de la cadena de valor de los hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales a partir de la exploración y hasta su desarrollo y extracción.
4. El **capítulo 4** aborda específicamente los yacimientos de petróleo y gas en lutitas, dado que son los principales yacimientos no convencionales existentes en México. Se presentan su marco normativo actual, sus características geológicas y su potencial asociado,
5. Finalmente, el **capítulo 5** identifica algunos retos y oportunidades que tiene México para la producción de petróleo y gas en este tipo de yacimientos.

En resumen, se analizará el desarrollo de los yacimientos no convencionales, así como los retos y oportunidades que presentan para México, considerando el potencial de sus recursos no convencionales. Además, se examinará la experiencia internacional, los recursos estimados y las tecnologías disponibles, así como las implicaciones económicas, ambientales y sociales asociadas a su desarrollo. Dado que en la actualidad existen muchas opiniones acerca de la extracción de petróleo y gas de yacimientos no convencionales, se espera que el libro contribuya a un mejor entendimiento y un mejor análisis de estos recursos claves para la nación mexicana.



I. Los Yacimientos No Convencionales

En este capítulo se explicarán las diferencias geológicas básicas entre los yacimientos convencionales y los no convencionales de petróleo y gas, exponiendo brevemente su origen.

Para poder entender los retos asociados a la exploración y desarrollo de los yacimientos no convencionales, es necesario conocer su naturaleza, comportamiento y la diferencia con los yacimientos convencionales.

Además, se presentarán algunos aspectos fundamentales de la producción mundial de petróleo y gas, y en particular la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

El capítulo presentará las definiciones y diferencias entre los yacimientos convencionales y no convencionales que debido a su baja permeabilidad requiere de procesos adicionales que ayuden al hidrocarburo a fluir, tales como la perforación horizontal y los métodos de estimulación hidráulica, haciendo que el proceso de extracción sea más complejo.

A pesar de esto, es importante destacar que los yacimientos no convencionales en Norteamérica son más abundantes que los convencionales y por lo tanto su desarrollo es de mucha importancia para la producción de petróleo y gas.

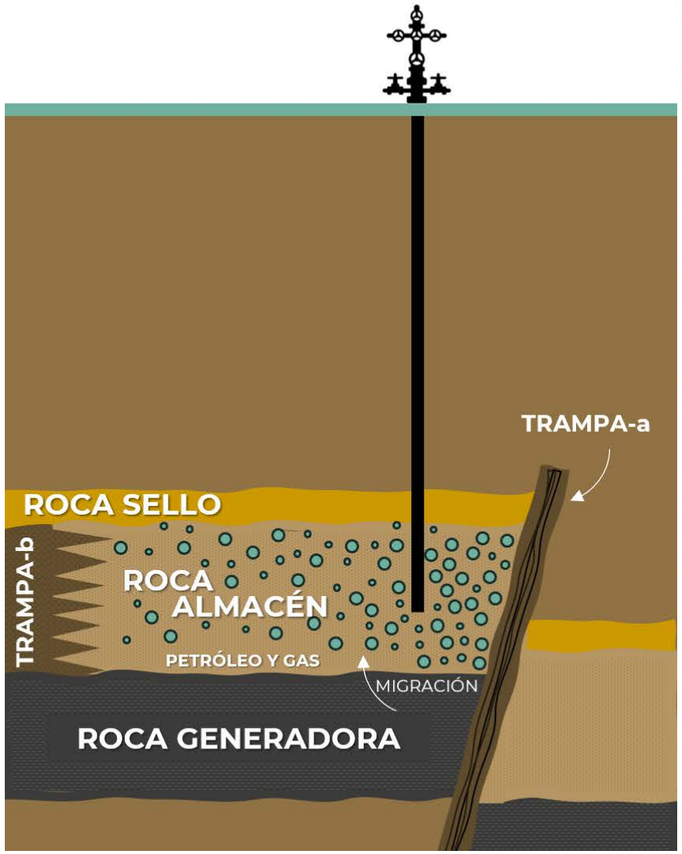
1.1 Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales

Los yacimientos convencionales de hidrocarburos son acumulaciones de materia orgánica (animal y vegetal) que a través de millones de años quedó sepultada por capas de sedimentos.

La materia orgánica se transforma en petróleo y/o gas por el aumento de la presión y la temperatura generadas por la carga de los sedimentos. El lugar donde se forma el petróleo y el gas es la denominada “roca generadora”. Con el paso del tiempo, los hidrocarburos migran hacia una roca porosa llamada “roca almacén”, de donde serán extraídos. Para que el petróleo y/o gas se quede en la roca almacén es necesario que exista un confinamiento (“trampa”) que evite que continue la migración de los hidrocarburos, la cuál puede ser tipo estructural o estratigráfica o una combinación de ambas; además se requiere la existencia de una roca impermeable conocida como “roca sello”, que evita que los hidrocarburos continúen migrando hacia la superficie. Todos estos elementos deben ocurrir como procesos simultáneos, que se conoce como “sincronía”. La existencia de estas condiciones geológicas se denomina “sistema petrolero”, cuyos elementos esenciales son: roca generadora, roca almacén, trampa, roca sello y los procesos de migración y acumulación todo ello en sincronía. Para que exista la migración los hidrocarburos deben pasar por estratos de roca lo suficientemente porosos y permeables y/o por fallas hasta encontrarse con un sello y una trampa, que detendrá esta migración formando así la acumulación.

Los yacimientos convencionales se explotan desde hace dos siglos y se han desarrollado múltiples técnicas para maximizar la extracción como pudieran ser sistemas artificiales de producción, recuperación secundaria y/o mejorada, etc. (***Figura I-1***).

Figura I-1 Esquematización de Yacimiento Convencional



a) Trampa de tipo estructural representada por una falla inversa impermeable
b) Trampa de tipo estratigráfica representada por un cambio lateral de facies
Elaboración propia, 2022

Los yacimientos no convencionales pueden ser diferenciados de los convencionales porque tienen alguna o varias de las tres siguientes características:

a. Tiene propiedades petrofísicas de baja porosidad y permeabilidad
b. La roca almacén, generadora y sello son la misma unidad
c. Requieren de tecnologías especializadas para tener producción comercial

La abundancia relativa de los recursos convencionales y no convencionales se correlaciona con la calidad productora de los yacimientos y el costo de desarrollo asociado, tal como se muestra en el diagrama ternario que se presenta en la ***Figura I-2***.

Al respecto, se observa que conforme se reduce la calidad de los yacimientos, se incrementan su disponibilidad y los costos asociados a su desarrollo.

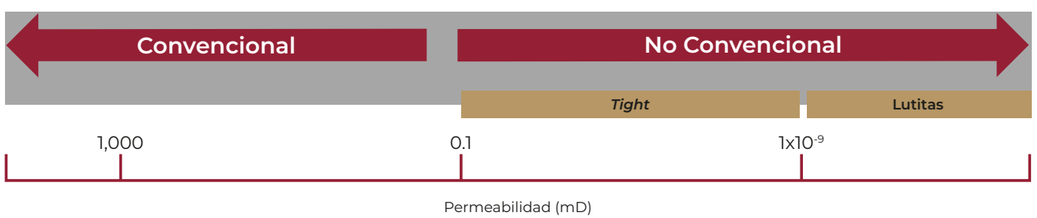
Figura I-2 Diagrama ternario para clasificar los tipos de recursos

Modificado de Zee Ma, 2016

La clasificación presentada en la figura anterior es comúnmente aceptada en la industria petrolera para definir la convencionalidad de los recursos, aunque existe cierta ambigüedad para establecer valores de corte para identificar la frontera entre los diferentes tipos de recursos. Por ejemplo, algunos estudios únicamente consideran a los yacimientos de petróleo y gas en lutitas, gas en capas de carbón e hidratos de metano como no convencionales, mientras que otros estudios agregan los yacimientos compactos y de aceite pesado. Por otro lado, otros autores (Banerjee, 2012) incluyen subcategorías para referirse a los aceites pesados, indicando que, de acuerdo con su movilidad a condiciones de yacimiento, estos pueden ser catalogados como un recurso convencional o no convencional.

De esta manera, con la intención de poder establecer límites de referencia en este trabajo se adoptará el valor de corte señalado por Zee Ma (2016) para la permeabilidad de un yacimiento convencional (mayor a 0.1 mD[1]); mientras que menor a este valor es considerado no convencional (menor a 0.1 mD), tal como se observa en la ***Figura I-3***. No obstante, se indica que para poder definir la calidad de la roca de los yacimientos la permeabilidad no es el único valor para considerar, sino también su porosidad, la cantidad de hidrocarburos que almacena, la madurez térmica[2] y contenido orgánico, por citar algunas propiedades.

Figura I-3 Escala de permeabilidad mostrando el rango para yacimientos convencionales y no convencionales.



Modificado de Arpel, 2016

1.2 Tipos de yacimientos no convencionales

Como se ha señalado previamente, los yacimientos no convencionales presentan características geológicas únicas y/o requieren de tecnologías especiales para su producción comercial. Con base en esto, pueden clasificarse los siguientes tipos de yacimientos no convencionales (Schlumberger, 2021; Zee Ma, 2016; Araujo, 2013; Banerjee, 2012):

[1]Un milidarcy (mD) es una milésima parte de un darcy y se trata de una unidad utilizada generalmente para describir la permeabilidad de un medio poroso en las rocas yacimiento.
[2]Grado de calentamiento de una roca generadora en el proceso de transformación de querógeno en hidrocarburo. La maduración térmica se evalúa comúnmente mediante la medición de la reflectancia de la vitrinita o mediante pirólisis.
[3]Tratamiento ejecutado en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad. Consiste en inyectar fluidos con diseños técnicos especiales bombeados a alta presión en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de fracturas. Las fracturas se extienden lejos del pozo, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la roca. Una vez creadas las fracturas, se inyecta un apuntalante, tal como granos de arena mezclados con el fluido para mantener las fracturas abiertas cuando concluye el tratamiento.

Para yacimientos de aceite:

- Aceite en lutitas (*shale oil*). Volúmenes de aceite proveniente de lutitas, donde la roca generadora es además la propia roca almacén y sello y que requieren de estimulación hidráulica[3].
- Aceite en rocas de baja permeabilidad o compactas (*tight oil*). Aceite encontrado en rocas relativamente impermeables, que deben estimularse hidráulicamente para permitir su recuperación comercial.
- Aceites pesados y extrapesados. Acumulaciones de aceite cuya densidad es menor a 20°API[4] y su viscosidad excede los 1,000 cp[5] a condiciones de yacimiento. Su extracción requiere de procesos térmicos que minimicen la viscosidad.
- Aceite en arenas bituminosas. Acumulaciones de aceite en arenas poco o nada consolidadas, con densidades API menores a 10° y con viscosidades mayores a 10,000 cp a condiciones de yacimiento. Su extracción requiere de minería a cielo abierto seguida de procesos térmicos.

Para yacimientos de gas:

- Gas en lutitas (*shale gas*). Volúmenes de gas natural proveniente de lutitas, donde la roca generadora es además la propia roca almacén y sello y que requieren de estimulación hidráulica.
- Gas en rocas de baja permeabilidad o compactas (*tight gas*). Gas producido en rocas relativamente impermeables, que deben ser estimuladas hidráulicamente para permitir la recuperación comercial de estos recursos.
- Gas metano en capas o yacimientos de carbón (gas grisú). Gas natural generado durante la formación del carbón y que se encuentra adsorbido en su superficie.
- Hidratos de metano. Acumulación de gas natural atrapado en moléculas de hielo.

[4]Unidad de medida establecida por el American Petroleum Institute (API) que indica la densidad de un líquido.
[5]Una unidad de medida de la viscosidad equivalente a la centésima parte de un poise, cuyo símbolo es cp.

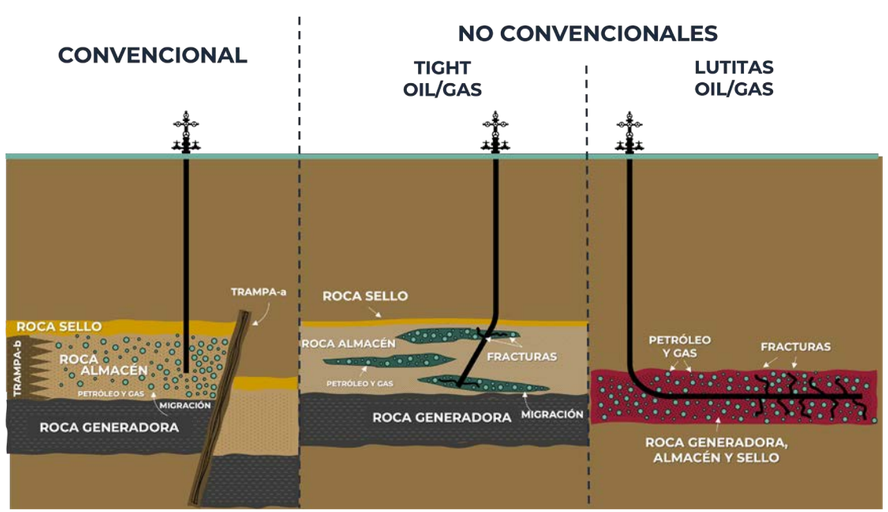
1.3 Características de los yacimientos no convencionales importantes para México

Para este estudio y por la abundancia de dos tipos de yacimientos no convencionales en México, solo se presentarán el petróleo y gas en lutitas (shale oil/gas) y el petróleo y gas en yacimientos compactos (tight oil/gas). Las arenas bituminosas, hidratos de metano y el gas grisú, no se analizarán porque los recursos existentes en México son bajos y por ende su importancia para el país es muy pequeña.

En México los aceites pesados y extrapesados tradicionalmente se han considerado como convencionales. En ocasiones en este tipo de yacimientos se aplican diferentes métodos de recuperación mejorada, por ejemplo los procesos térmicos.

En los yacimientos no convencionales, los retos técnicos asociados a la baja porosidad y permeabilidad se ven incrementados puesto que con estas propiedades es difícil mantener condiciones de producción comercial. En consecuencia, se requiere que los pozos tengan el mayor contacto posible con el yacimiento, por lo tanto, para los yacimientos no convencionales *tight* se requieren pozos con trayectorias desviadas o con un ángulo de inclinación alto para que puedan atravesar los cuerpos de interés, mientras que los yacimientos no convencionales en lutitas requieren pozos horizontales. En ambos casos los pozos deben tener técnicas de estimulación hidráulica en múltiples etapas para lograr una producción comercial. (***Figura I-4***).

Figura I-4 Esquematización de Yacimientos Convencionales y No Convencionales en México



Elaboración propia, 2022

Las diferencias entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales en lutitas son muy marcadas, sin embargo, los yacimientos *tight* pueden compartir características tanto con los convencionales, como el proceso de migración, que si bien existe en los *tight*, esta es mucho más corta, por lo que existe una muy marcada cercanía entre la roca generadora y la roca almacén. Mientras que con los yacimientos no convencionales en lutitas la principal similitud es la necesidad de estimular hidráulicamente el yacimiento para tener producción comercial debido a la baja porosidad y permeabilidad. Algunas otras diferencias se muestran la ***Tabla I-1*** y ***Figura I-5***.

Tabla I-1 Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales

	Convencional	No Convencional	
		Lutitas	***Tight***
Sistema petrolero	Con migración	Confinado sin migración	Con migración
Trampa	Estructural / Estratigráfica	No	Estratigráfica
Forma del yacimiento	Lenticular / Capa / Estrato	Continuo	Lenticular / Capa / Estrato
Profundidad	Sin rango	1,000 – 4,000 m	1,000 – 6,100 m
Espesor	Sin rango	15 – 185 m	60 – 1,370 m
Permeabilidad	> 0.1 mD	Nano Darcy	< 0. 1 mD
Porosidad	14 - 25+ %	6 – 12 %	7 – 15 %
Mecanismo de empuje	Solución, expansión gas, agua, segregación gravitacional	Difusión / Solución	Solución
Trayectoria de pozos	Vertical / Desviado / Horizontal	Horizontal	Vertical / Horizontal / Desviado
Tipo de terminación	Principalmente agujero entubado / descubierto	Agujero descubierto / entubado	Agujero descubierto / entubado
Estimulación hidráulica	Sí, para aumentar producción / eliminar daño	Sí, para producción comercial	Sí, para producción comercial
Producción de agua	Puede producir agua	Sin agua producida	Puede producir agua

Modificada de SPE, 2012

Figura I-5 Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales

Convencional

- Se exploran desde hace más de dos siglos
- Se han desarrollado múltpiles técnicas para la extracción
- Mejor calidad del yacimiento
- Menor abundancia de recursos
- Menor costo de desarrollo
- La profundidad no es un factor crítico para determinar si es rentable o no
- El enfoque de desarrollo puede ser por campo
- Requiere menos insumos de la cadena productiva
- Necesidad de menor cantidad de pozos de desarrollo
- Alta rentabilidad

VS

No Convencional

- Explotación comercial masiva relativamente nueva
- Necesidad de utilizar la estimulación hidráulica para tener producción comercial
- Menor calidad del yacimiento
- Mayor abundancia de recursos
- Mayor costo de desarrollo
- La profundidad es un factor crítico, los costos aumentan rápidamente con la profundidad
- El enfoque de desarrollo debe ser regional, con varios campos desarrollándose al mismo tiempo
- Requieren más insumos de la cadena productiva
- Necesidad de una alta cantidad de pozos para el desarrollo
- Rentabillidad moderada

Elaboración propia, 2022

Como puede verse en la comparación anterior, los yacimientos convencionales tienen muchas ventajas (costo de desarrollo, cadena productiva más corta, etc.), pero los no convencionales son más abundantes.

1.4 Conclusiones

El método de extracción de petróleo y gas depende de la naturaleza del yacimiento. Los yacimientos convencionales tienen características de alta porosidad y permeabilidad. La porosidad primaria está relacionada al momento en el que se origina la roca, pero para algunos yacimientos el fracturamiento natural originado por eventos geológicos, genera porosidad secundaria, facilitando la comunicación en el yacimiento y, por tanto, la migración del petróleo. Es importante identificar y caracterizar la porosidad secundaria ya que tienen una influencia sobre la conducción de los fluidos y su posterior extracción.

En contraste, para los yacimientos no convencionales, debido a su baja permeabilidad, la extracción requiere de procesos adicionales que ayuden al hidrocarburo a fluir , tales como la perforación horizontal y los métodos de estimulación hidráulica haciendo que el proceso de extracción sea más complejo. A pesar de esto, es importante destacar que los yacimientos no convencionales son más abundantes que los convencionales y por lo tanto de importancia clave para la producción de petróleo y gas.

II. Contexto mundial

Este capítulo presenta una corta historia de la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y su contexto actual a nivel mundial, explicando al cambio mundial provocado por la incorporación de nueva producción de petróleo y gas provenientes de yacimientos no convencionales haciendo especial énfasis en este proceso en Estados Unidos, Canadá y Argentina.

México se encuentra entre los diez países con más recursos de petróleo y gas técnicamente recuperables en lutitas a nivel mundial. Por ello la exploración tanto de petróleo como de gas pertenecientes a este tipo de yacimientos es un área de oportunidad para la nación pues podría aumentar significativamente la producción nacional y por lo tanto fortalecer su soberanía.

2.1 Historia y contexto actual

Las primeras menciones que se hicieron sobre la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales datan del siglo XIX (Zhiltsov y Semenov, 2016). Sin embargo, el desarrollo de estos recursos era demasiado costoso, aunado a que la producción de hidrocarburos de los yacimientos convencionales cubría la demanda existente. Pese a ello, el desarrollo tecnológico continuó, principalmente con los Estados Unidos de América (EUA) como principal pionero.

Si bien en EUA se realizaron diversos esfuerzos por lograr un desarrollo viable en yacimientos no convencionales desde 1821, cuando William Hart perforó el primer pozo comercial en este tipo de formaciones en Nueva York, la masificación de estos desarrollos no ocurrió sino hasta que se implementó la estimulación hidráulica como parte de las tecnologías base para obtener condiciones de producción comercial en estos yacimientos.
Aunque Farris y Clark propusieron el uso de agua para fracturar las formaciones y estimular su potencial productor, no fue sino hasta 1997, cuando Mitchell Energy logró implementar un proceso de estimulación efectiva en formaciones no convencionales, dando origen a la denominada “revolución del *shale*,” en los EUA entre finales del Siglo XX e inicios del Siglo XXI.

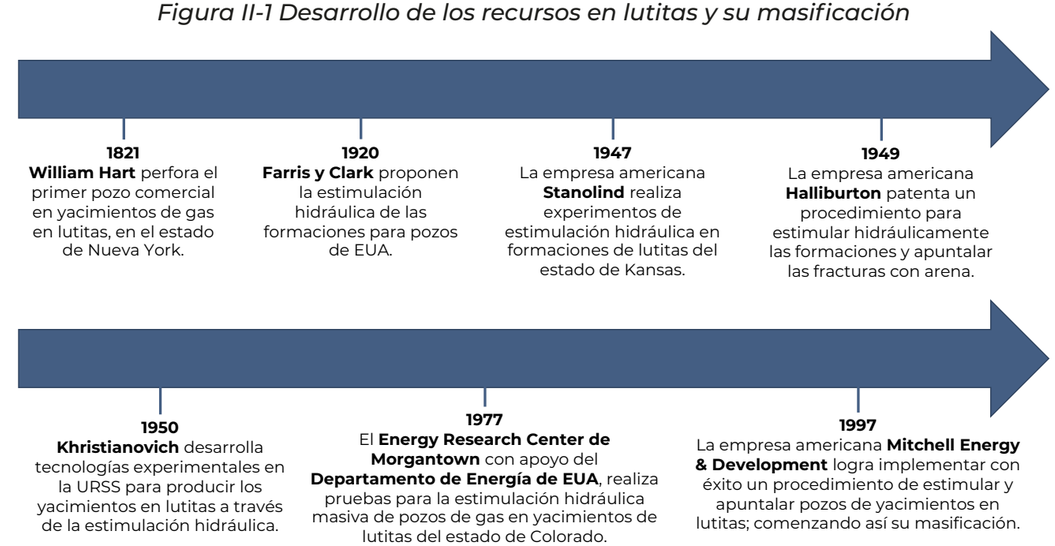
Como se dijo en el capítulo anterior, los yacimientos no convencionales incluyen acumulaciones de hidrocarburos en lutitas y los yacimientos en roca de baja permeabilidad (*tight oil* y *tight gas*).

La ***Figura II-1*** muestra una línea de tiempo histórica que resume algunos de los principales eventos relacionados con el desarrollo de los yacimientos no convencionales en EUA. Es importante señalar como puntos relevantes que:

- Existieron recursos disponibles de las entidades gubernamentales y del sector privado para el desarrollo práctico de las tecnologías requeridas.
- Existía una necesidad estratégica de rentabilizar el desarrollo de estos recursos para reducir la dependencia de EUA de la importación de petróleo y gas, así como para mitigar la declinación progresiva de su producción nacional en yacimientos convencionales.

Si bien se reconoce la importancia de la estimulación hidráulica masiva en múltiples etapas como tecnología base para rentabilizar el desarrollo de los yacimientos no convencionales, no debe obviarse la incidencia de la perforación horizontal (tecnología existente desde hace más de 70 años, pero que hasta finales de la década de 1990 pudo ser masificada), del uso de equipos de producción superficiales modulares, de la implementación de modelos de desarrollo acelerado y de la optimización de las cadenas de suministro para lograr este fin.

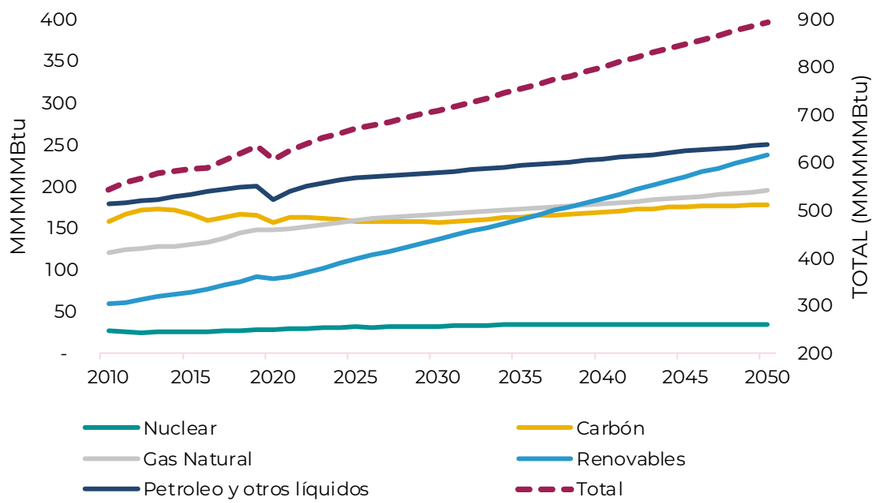
Figura II-1 Desarrollo de los recursos en lutitas y su masificación

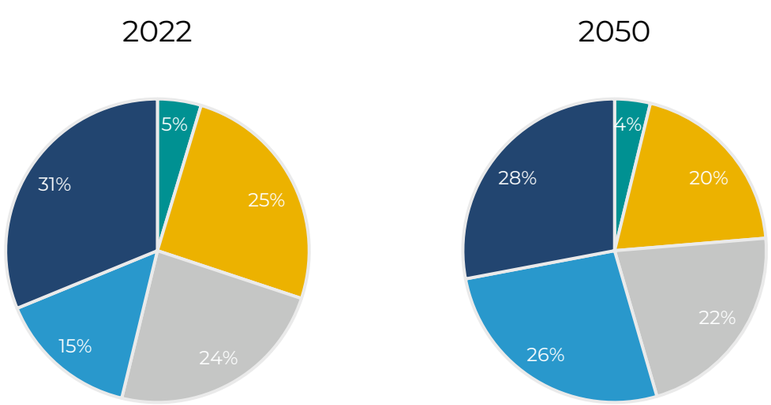


Comisión con datos de Zhiltsov y Semenov, 2016

De acuerdo con la Energy Information Administration (EIA), desde 2010 la demanda energética mundial ha ido aumentando, esperándose un crecimiento entre 2022 y 2050 del 40%. De acuerdo con estos datos el consumo de petróleo subirá 25%, y el consumo de gas natural casi 30% (***Figura II-2***). Este incremento en el consumo total esperado trae consigo un cambio en la composición del portafolio energético. El petróleo pasara de 31% en 2022 a 28% en 2050, y el gas natural cambiará de 24% a 22%, mientras que los renovables cambiaran de 15% al 26%.

Figura II-2 Consumo energético mundial

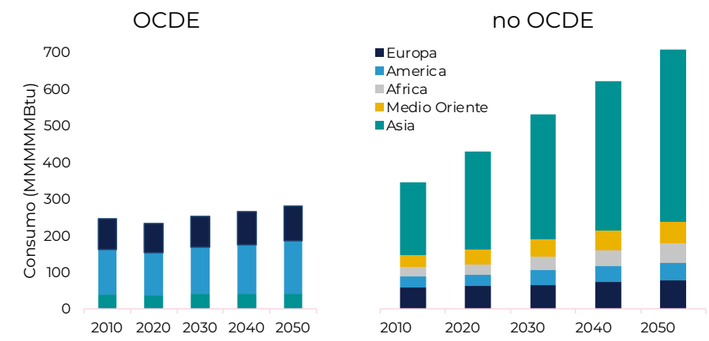




Modificado de International Energy Outlook, 2021

La mayor parte del incremento en la demanda provendrá de países que no pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y especialmente de países donde la demanda es impulsada por un fuerte crecimiento económico, particularmente en Asia, donde se espera que suceda más del 70% del incremento en el consumo de energía. (***Figura II-3***)

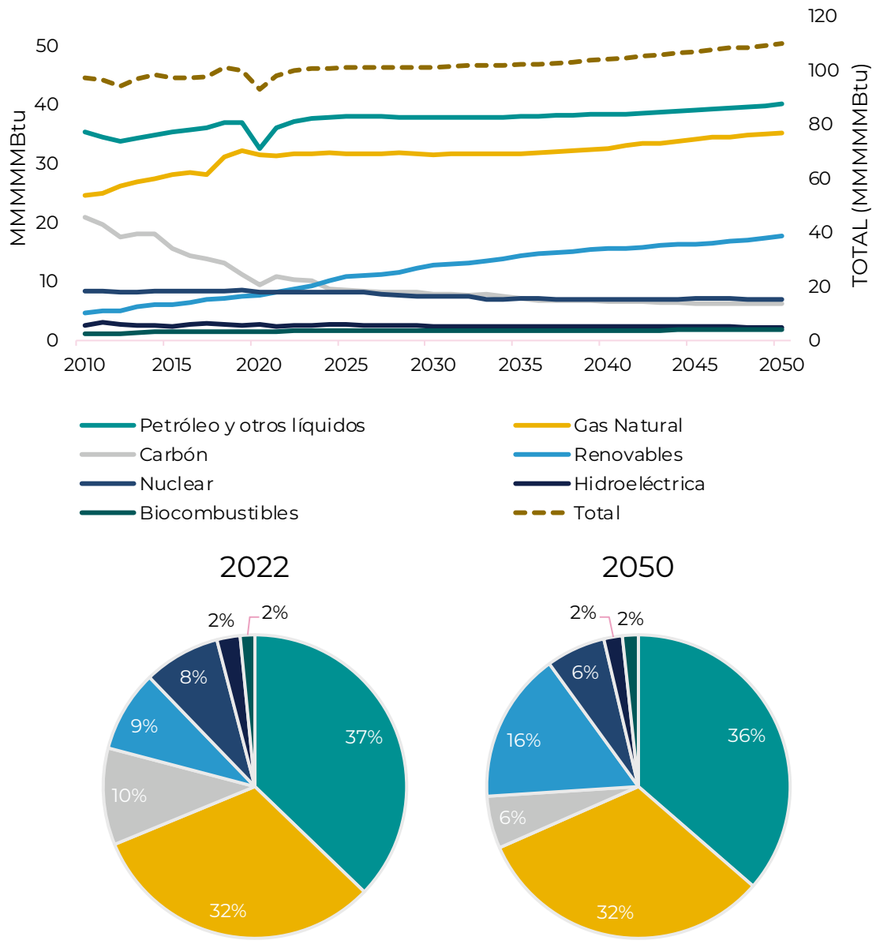
Figura II-3 Demanda energética por región



Modificado de International Energy Outlook, 2021

Todas las naciones tienen crecimientos diferentes en los componentes de su portafolio energético dependiendo de la disponibilidad energética en cada caso. A manera de ejemplo podemos observar la tendencia energética que presenta EUA, la cual se podría repetir en otros países con economías y recursos similares. En comparación con el 2022, para el 2050 se espera en EUA un incremento de 11% en el consumo de gas natural y de 7% en el consumo de petróleo, mientras que los renovables crecerán en un 115% (***Figura II-4***). De la misma manera, la proporción de los energéticos también cambiará para el 2050 siendo esto más notorio en el uso de las energías renovables pasando de 9% en 2022 al 16% en 2050.

Figura II-4 Proyección de consumo energético en EUA



Modificado de Anual Energy Outlook, 2022

La creciente demanda de energéticos y el declive en las reservas de hidrocarburos de los yacimientos convencionales motivaron que diversos países, como EUA, Canadá, China, Argentina, Australia y México, comenzaran a analizar, desarrollar e implementar tecnología y estrategias para extraer sus recursos en yacimientos no convencionales, reconociéndose los siguientes ejemplos (Energy Information Administration, 2017; Villalba, 2017; Nakano, Pumphrey, Price y Walton, 2012):

1. Durante el periodo de 2005 a 2007, la industria en Canadá comenzó a interesarse en [6] no convencionales en lutitas en Alberta, New Brunswick y Quebec, para finales del año 2012 ya se habían perforado 1,100 pozos de exploración y producción en estas formaciones.

2. A principios del 2000, motivado por diversas inquietudes ambientales, China comenzó a impulsar el desarrollo de gas en lutitas para abastecer su mercado doméstico, incentivando la exploración y descubrimiento de nuevos recursos y la investigación e innovación tecnológica nacional. Como resultado, ha logrado obtener producción de estos recursos desde 2010.

3. En 2010, motivado por la declinación continua en la producción de petróleo y gas, Argentina comienza el desarrollo de recursos no convencionales en yacimientos de gas en lutitas en el *play* Loma La Lata. Actualmente, Argentina mantiene una estrategia de desarrollo progresiva, reconociendo potencial en los *plays* Puesto Hernández, Loma La Lata, Vaca Muerta y Los Molles. La producción actual de los países comentados se observa en las ***Tablas II-3***.

[6] Conjunto de condiciones en el subsuelo que comparten características geológicas similares de roca almacenadora y que podrían contener potenciales acumulaciones de hidrocarburos.

2.2 Recursos estimados

Como lo menciona la EIA (2010), los recursos técnicamente recuperables son aquellos que pueden ser recuperados exitosamente con la tecnología actual, considerando la base total estimada. Por otro lado, Dong (2016), indica que la cuantificación total de los recursos puede definirse en función de: (1) las acumulaciones conocidas o (2) aquellas que potencialmente existen en rocas con características similares y que podrían ser descubiertas (recursos prospectivos).

En la ***Tabla II-1*** y ***Tabla II-2*** se muestra la clasificación de los primeros diez países con la mayor cantidad de recursos técnicamente recuperables[7] de petróleo y gas en lutitas, de acuerdo con la EIA (2013). Como se nota en las tablas, México se ubica entre los 10 países con más recursos técnicamente recuperables tanto de petróleo como de gas en yacimientos en lutitas, haciendo su desarrollo de suma importancia para la nación. Lamentablemente no se encontró información más reciente de la Agencia.

Tabla II-1 Países con mayores recursos técnicamente recuperables de petróleo en lutitas

Posición	País	MMMb
1	Rusia	75
2	Estados Unidos	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Pakistán	9
10	Canadá	9
	Total	**280**

EIA, 2013

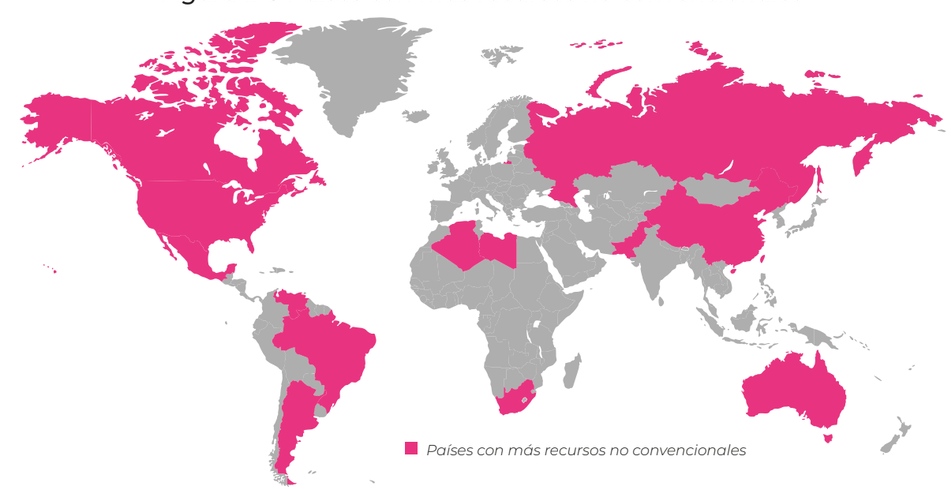
[7]Las cifras presentadas corresponden a estimaciones realizadas, que se soportan con estudios de caracterización geológica y resultados de desarrollos en algunos países. En este sentido, no en todos los casos se cuenta con el nivel de madurez requerido para clasificar estos volúmenes como reservas, por lo que su lectura debe realizarse con precaución.

Tabla II-2 Países con mayores recursos técnicamente recuperables de gas natural en lutitas

Posición	País	MMMMpc	MMMMbpce
1	China	1,115	223
2	Argentina	802	160
3	Argelia	707	141
4	Estados Unidos	665	133
5	Canadá	573	115
6	México	545	109
7	Australia	437	87
8	Sudáfrica	390	78
9	Rusia	285	57
10	Brasil	245	49
	Total	**5,764**	**1,153**

EIA, 2013

Figura II-5 Países con más recursos no convencionales



EIA, 2013

De aquí puede observarse que los recursos técnicamente recuperables son principalmente de gas natural.

2.3 Producción a nivel mundial

Durante 2021, Canadá, EUA y Argentina fueron crecientes productores en yacimientos no convencionales, los cuales se distribuyeron de la siguiente manera:

Tabla II-3 Producción de no convencionales durante 2021 en EUA, Canadá y Argentina

	Gas *Tight* y Lutitas (MMMpcd)	Aceite *Tight*[8] (MMbd)
Marcellus	25.08	-
Permian	12.63	-
Utica	6.72	-
Haynesville	11.27	-
Eagle Ford	3.85	0.97
Barnett	1.87	-
Woodford	2.74	0.09
Bakken	2.16	1.11
Niobrara-Codell	2.62	0.41
Mississippian	2.16	0.16
Fayetteville	1.04	-
Wolfcamp	-	2.24
Spraberry	-	1.24
Bonesping	-	0.64
Austin Chalk	-	0.11
Resto de EUA	2.53	0.32
Total	**74.68**	**7.29**

EIA, 2022

	Tight Gas (MMMpcd)	Gas en Lutitas (MMMpcd)	Arenas Bituminosas (MMbd)
Alberta	5.00	0.41	3.27
British Columbia	5.18	0.11	-
Saskatchewan	0.08	-	-
Total	**10.28**	**0.52**	**3.27**

CER, 2022

[8]*La EIA utiliza el término tight oil para referirse a todos los recursos, reservas y producción asociados con formaciones de baja permeabilidad que producen petróleo, incluidas las formaciones de lutitas.*

	Gas Tight y Lutitas *(MMpcd)*	Aceite *Tight* y Lutitas (Mbd)
Austral	118.94	0.64
Neuquina	1,968.61	167.85
Noroeste	0.16	0.24
Total	**2,087.70**	**168.73**

Ministerio de Energía y Minería de Argentina, 2022

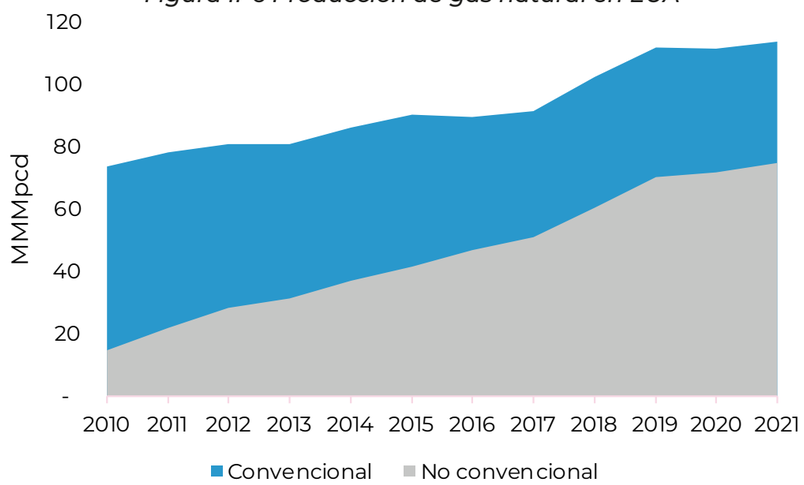
Adicionalmente, EUA ha incrementado su producción de petróleo y gas en lutitas notoriamente, reduciendo así su dependencia de las importaciones. En consecuencia, el costo del gas natural es mucho menor en este país respecto a otros países de Asia y Europa. En marzo 2022, de acuerdo con Global Petrol Prices (GPP, 2022) para consumidores industriales, el precio de gas natural en EUA es de 11.13 dls/MMBtu, mientras que en Alemania es de 17.58 dls/MMBtu, y de 21.68 dls/MMBtu, en Japón.

A continuación, se presenta una síntesis relativa a estos países.

2.3.1 Estados Unidos de América (EUA)

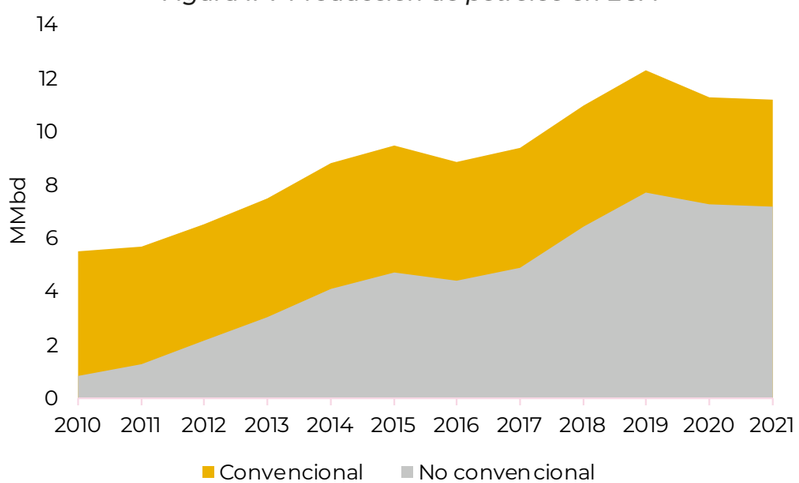
En EUA la producción de gas en yacimientos de *tight* y lutitas ha registrado un incremento notable, pasando de 46.66 MMMpcd en 2016 a 74.68 MMMpcd en 2021, correspondiente al 66% del total producido, (***Figura II-6***), y para el caso de petróleo, se registró un fuerte incremento al pasar de 4.42 MMbd en 2016 a 7.28 MMbd en 2021, correspondiente al 64% del total. (***Figura II-7***).

Figura II-6 Producción de gas natural en EUA



EIA, 2022

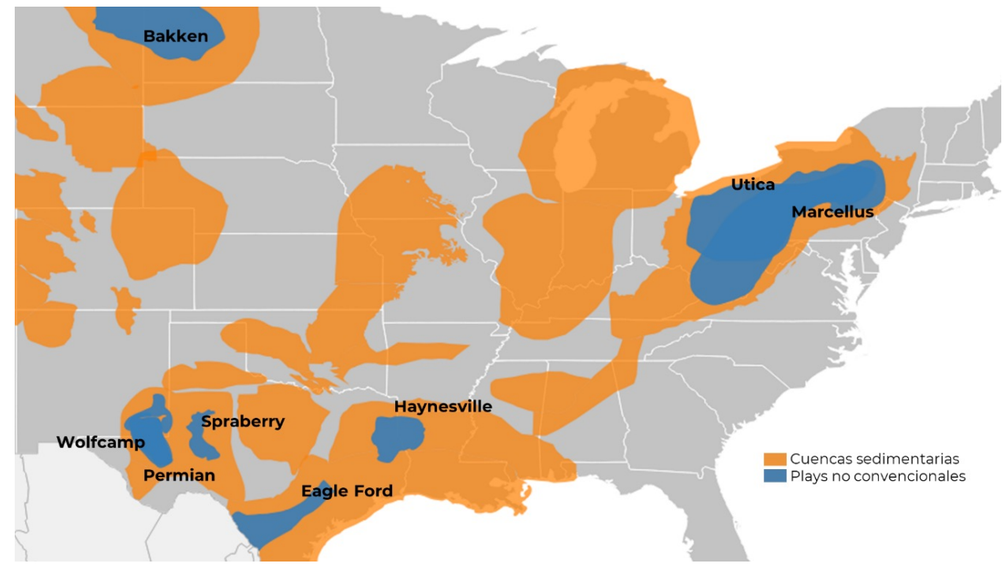
Figura II-7 Producción de petróleo en EUA



EIA, 2022

La producción proviene principalmente de los *plays Marcellus, Bakken, Wolfcamp, Spraberry, Permian, Utica, Haynesville e Eagle Ford*. (***Figura II-8***) Esto equivale al 65% de la producción total de petróleo crudo de EUA en 2021. Este desarrollo ha convertido a EUA en el mayor productor de petróleo en el mundo.

Figura II-8 Plays no convencionales en EUA



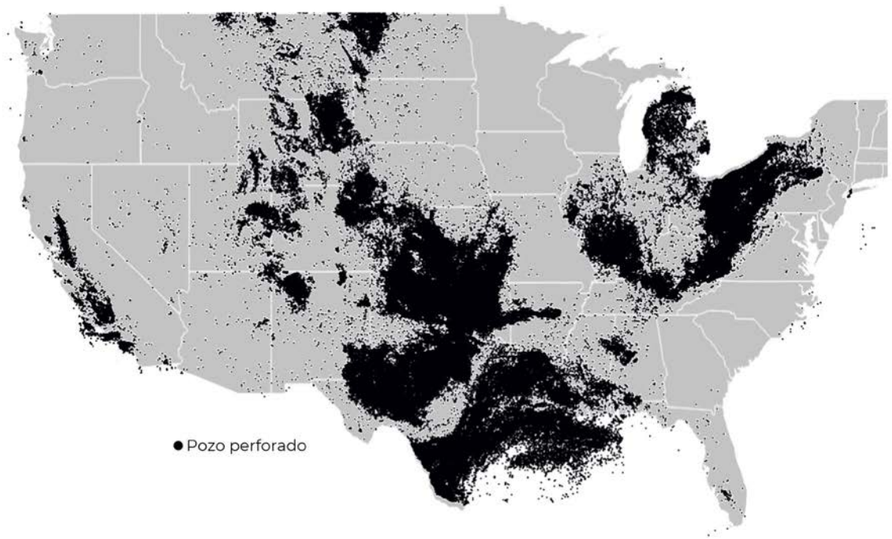
EIA, 2022

Adicionalmente podemos comentar que 5 de los 35 estados productores de gas de EUA son responsables del 69% de la producción total, estos son: Texas (23.9%), Pennsylvania (21.1%), Luisiana (9.5%), Oklahoma (7.6%) y West Virginia (7.1%).

De acuerdo con la EIA (2021) los principales yacimientos productores corresponden a las formaciones productoras de Marcellus (ubicada en los estados de Pennsylvania, West Virginia, Ohio, Nueva York), con 31% de la producción actual de gas de yacimientos en lutitas del país; Permian (en Texas y Nuevo México), con 18% de la producción actual en lutitas del país; y Utica (en Ohio, Pennsylvania y West Virginia), con 12% de la producción actual.

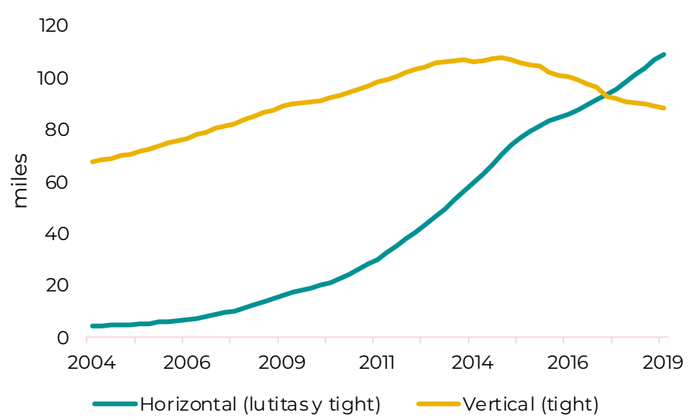
Finalmente cabe señalar que EUA ha perforado más de 4 millones de pozos en toda su historia (***Figura II-9***), de los cuales casi 200 mil se ubican en formaciones no convencionales. En la ***Figura II-10*** se muestra que desde 2004 se ha incrementado la perforación de pozos horizontales alcanzando poco más de 100 mil pozos en 2019, lo cual indica la evolución de la tecnología para estimular los yacimientos no convencionales.

Figura II-9 Pozos perforados en EUA



EIA, 2022

Figura II-10 Pozos perforados en formaciones no convencionales en EUA



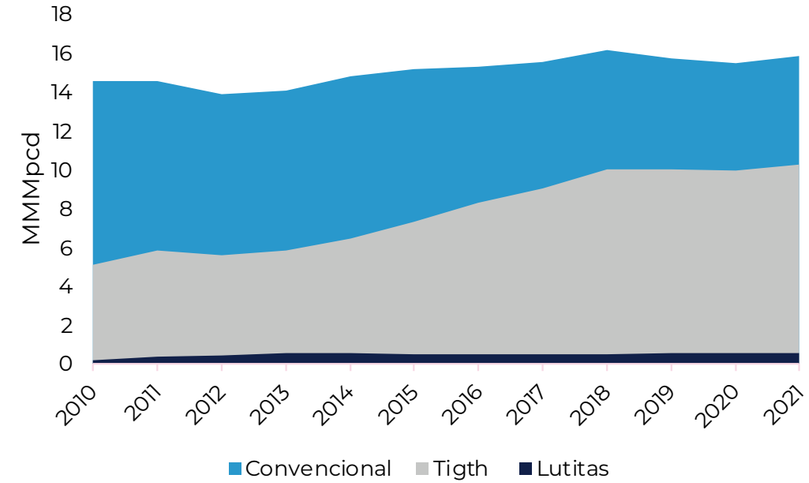
EIA, 2022

2.3.2 Canadá

En Canadá, la producción en yacimientos no convencionales comenzó en el año 2005, y desde entonces ha experimentado un crecimiento progresivo y significativo. El gas natural producido proviene generalmente de las lutitas de la Cuenca Horn River provenientes del periodo Devónico, así como de las lutitas y limolitas Montney del Triásico, ambas localizadas en la porción noreste de British Columbia y en menor proporción en la Formación Duvernay del Devónico, en Alberta.

Según datos del Canadá Energy Regulator (CER), en 2021 el gas de yacimientos no convencionales de rocas con baja permeabilidad (*tight gas*) aportó 65% de la producción de gas natural de Canadá (***Figura II-11***), convirtiéndolo en uno de los mayores productores de gas a nivel mundial. La producción de gas en lutitas aún se encuentra en una etapa temprana (3% de la producción nacional), por lo que aún no es significativa (Natural Resources Canada, 2016).

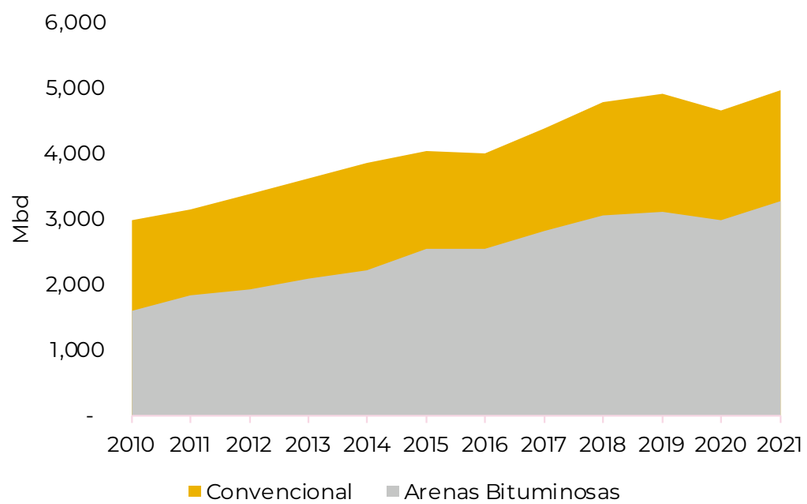
Figura II-11 Producción de gas natural en Canadá



CER, 2022

Por otro lado, en este mismo año la producción de petróleo en yacimientos no convencionales de arenas bituminosas aportó el 66% de la producción nacional (***Figura II-12***).

Figura II-12 Producción de petróleo en Canadá



CER, 2022

Respecto a la producción petrolera, en 1998 British Columbia alcanzó su pico de producción; a partir de ese año comenzó la declinación. El declive en producción perduró 12 años, y fue hasta el año 2010 cuando comenzó a estabilizarse, resultado de la perforación horizontal y el mantenimiento de la presión del *play* Montney, y a partir del año 2011 la producción de los yacimientos no convencionales comenzó su incremento. Para el 2015 el *play* Montney se convirtió en el mayor *play* productor de petróleo en yacimientos no convencionales de British Columbia.

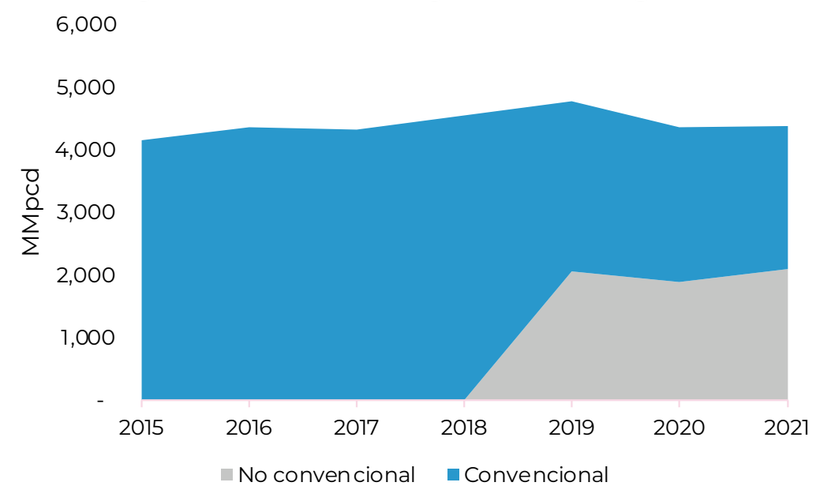
2.3.3 Argentina

Debido a la producción proveniente de yacimientos en lutitas, la producción de gas de Argentina llego a 4,382 MMpcd en 2021. El gas proveniente de lutitas representó el 48% del total.

En este año las importaciones representaron el 25% del consumo de gas natural de Argentina; sin embargo, los pronósticos para estos yacimientos señalan que el país dejará de ser importador para finales del año 2022 (Esparza y Estes, 2017).

Para finales del 2021 la producción de gas no convencional alcanzó 2,088 MMpcd (***Figura II-13***). El desarrollo de la Formación Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquén, por sus características técnicas y las tecnologías empleadas, puede ser considerado como un análogo directo de la Formación *Eagle Ford*.

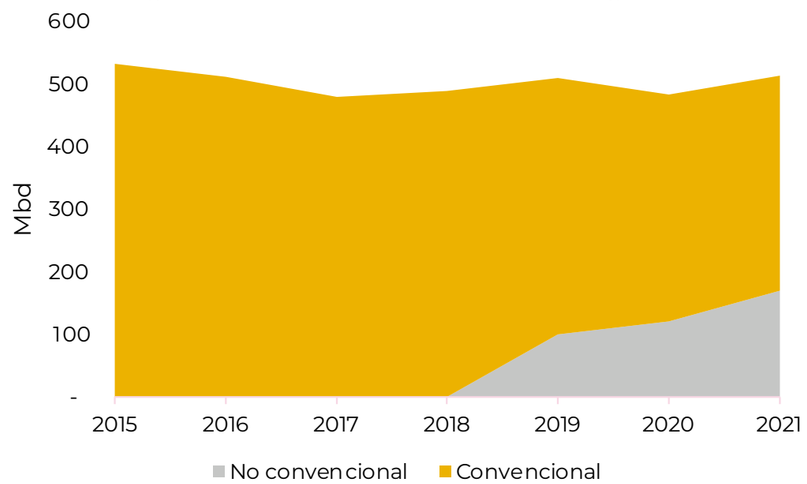
Figura II-13 Producción de gas natural en Argentina



Ministerio de Energía y Minería de Argentina, 2022

En Argentina la producción de petróleo se ha mantenido estable pasando de 532 Mbd en 2015 a 514 Mbd en 2021, gracias al incremento en la producción de petróleo no convencional. Como podemos observar en la ***Figura II-14***, la producción de petróleo no convencional ha alcanzado 169 Mbd en 2021.

Figura II-14 Producción de petróleo en Argentina



Ministerio de Energía y Minería de Argentina, 2022

2.3.4 China

China ha comenzado un plan agresivo para incorporar producción de las formaciones no convencionales, logrando en 2020 una producción de 53 MMMpc de gas. Los esfuerzos importantes que ha implementado incluyen: incrementar la inversión en investigación y desarrollo, formar recursos técnicos más capacitados; diversificar la inversión, permitiendo la participación de capital privado en el sector; y formando un sistema de políticas y reformas que favorecen su desarrollo.

2.4 Conclusión

Como vimos en este capítulo, la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales existe desde el Siglo XIX, pero hasta principios de este siglo, con la introducción de la estimulación hidráulica en EUA, se ha podido extraer petróleo y gas natural en cantidades crecientes y significativas. Este avance tecnológico ha cambiado dramáticamente la dependencia de EUA de petróleo y gas de otras naciones, especialmente las del medio oriente, convirtiéndolo en un país exportador de hidrocarburos, y así contribuyendo a su independencia y soberanía como nación.

Otras naciones, como Canadá, China y Argentina, también han aprovechado la tecnología desarrollada originalmente en EUA, creciendo significativamente en este sector, aumentando su producción de manera importante y sirviendo como referencia para otros países.

México se encuentra entre los diez países con más recursos de hidrocarburos técnicamente recuperables en lutitas a nivel mundial (***Tablas II-1 y II-2***). Por ello, la explotación tanto de petróleo, como de gas pertenecientes a este tipo de yacimientos es un área de oportunidad para la nación pues podría aumentar significativamente la producción nacional y, por lo tanto, fortalecer y proteger su soberanía.

III. Producción en los yacimientos no convencionales

La cadena de valor de producción de petróleo y gas asociada a los yacimientos no convencionales incluye para cada campo de manera secuencial las etapas de exploración, evaluación, desarrollo, y extracción en la extensión geológica con potencial productivo. En términos generales los campos no convencionales tienen mayor extensión que los campos en formaciones convencionales.

Este capítulo describe los detalles técnicos de los componentes de cada etapa del proceso de producción en los yacimientos no convencionales, e incluye, una revisión del impacto ambiental de las actividades involucradas y las medidas que se deben tomar para minimizar dichos impactos.

Se describe además el impacto económico de la explotación de este tipo de yacimientos y las derramas económicas que se producen en las regiones donde se desarrollan estos recursos. Por otro lado, se comparan las afectaciones ambientales de esta actividad con las de otros sectores económicos, señalando cómo muchas de las percepciones negativas actuales son incorrectas o incompletas y que dichas afectaciones pueden ser minimizadas aplicando la tecnología de punta que está siendo generada de manera continua ya que el sector petrolero está en constate desarrollo.

3.1 Exploración y evaluación

Para efectos de análisis debemos recordar el esquema de los diferentes tipos de yacimientos mostrado en la ***Figura I-4*** del capítulo 1. Los yacimientos convencionales y los yacimientos *tight oil*/gas comparten el tener migración y entrampamiento, por lo que en ocasiones su evaluación puede tener similitudes entre ellos, sin embargo, desde el punto de vista de desarrollo y extracción, el *tight oil*/gas comparte las tecnologías de extracción de los yacimientos en lutitas.

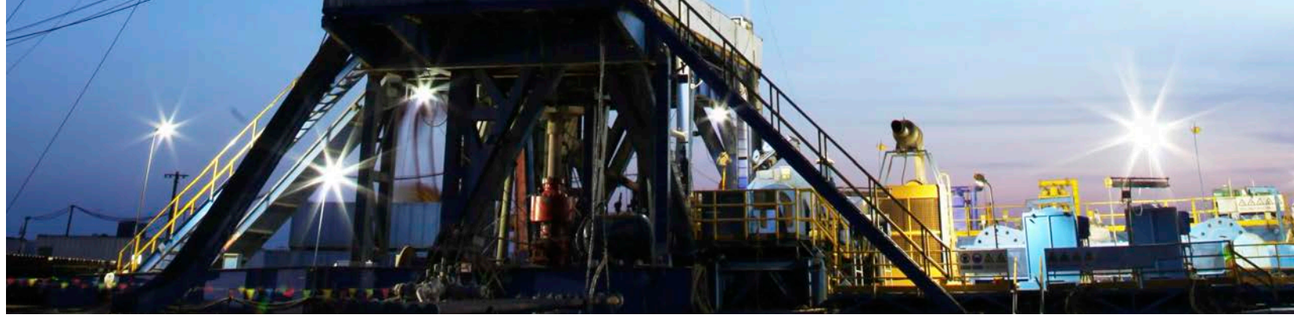
Con este punto de vista, en el subcapítulo 3.1 se hablará únicamente de los yacimientos en lutitas y del 3.2 en adelante, se hablará del desarrollo y extracción tanto en yacimientos en lutitas como de *tight*.

Para la definición de un *play* es necesario caracterizar las acumulaciones de hidrocarburos de interés que se encuentran en éste. Para ello se requiere de información geológica, geofísica, geomecánica, de núcleos y de ingeniería de yacimientos, entre otras, durante las diferentes etapas de la cadena de valor, ***Tabla III-1***.

Tabla III-1 Áreas de especialidad y aspectos de interés relacionados con la producción en yacimientos no convencionales

	Exploración	Evaluación	Desarrollo	Extracción
Áreas de especialidad	1. Geología del petróleo 2. Petrofísica de núcleos y pozos 3. Geoquímica 4. Adquisición de datos sísmicos	1. Petrofísica de núcleos y pozos 2. Inversión sísmica 3. Geomecánica 4. Ingeniería de yacimientos 4. Geología 5. Geoestadística 6. Mineralogía y litofacies	1. Ingeniería de perforación 2. Ingeniería de yacimientos 3. Geología de producción 4. Fracturamiento hidráulico	1. Registros de pozos 2. Ingeniería de yacimientos 3. Ingeniería de producción 4. Geología de producción 5. Simulación de yacimientos
Parámetros de interés	1. Contenido de materia orgánica 2. Madurez 3. Reflectancia de la vitrinita 4. Adsorción 5. Ambiente de depósito 6. Continuidad 7. Atributos sísmicos	1. Porosidad 2. Saturaciones 3. Permeabilidad 4. Presión de poro 5. Esfuerzos 6. Anisotropía 7. Fragilidad 8. Propiedades mecánicas de las rocas	1. Estabilidad del pozo 2. Espaciamiento del pozo 3. Longitud lateral 4. Conductividad de las fracturas 5. Suministro de agua 6. Aspectos ambientales	1. Manejo del agua 2. Trazadores 3. Aspectos ambientales 4. Realimentación para la evaluación, perforación y terminación de los pozos

Modificado de Zee Ma, 2016



Si bien las lutitas son las rocas más abundantes en las cuencas sedimentarias y, a su vez, las generadoras del petróleo y gas en los yacimientos no convencionales, identificar aquellas que cumplen con las características técnicas de tal manera que produzcan volúmenes de hidrocarburos comercialmente viables (alta calidad del yacimiento), puede ser una labor compleja (Zee Ma, 2016). Para esto es necesario integrar la información geológica, geofísica, geoquímica y de ingeniería disponible. Para ello, Slatt et al. (2014) y Suarez-Rivera et al. (2013) señalan que los análisis fundamentales deben condensarse en términos de: (1) la definición y modelado del sistema petrolero, y (2) la evaluación y acotamiento de los prospectos.

3.1.1 Gestiones y permisos

La exploración es la primera parte de la cadena de valor. Es una etapa de alta incertidumbre ya que la información previa a iniciar actividades en el sitio es poco disponible o incluso puede ser de baja calidad por el tiempo que ha pasado desde su última actualización. Por lo tanto, las actividades al inicio de la etapa suelen realizarse de manera general en toda el área, por lo que, obtener los permisos para acceder a cualquier sitio del área es de suma importancia.

Una vez que se han obtenido los permisos para poder realizar actividades de exploración en el área por parte de la SENER y de la CNH, el Operador petrolero, que en México pueden ser un Asignatario o Contratista, debe presentar ante esta última, la solicitud de aprobación de un Plan de Exploración en el cual se deben de incluir todas las actividades que se van a realizar en esta etapa.

Los Operadores Petroleros deben adquirir fianzas y seguros para todas las actividades de exploración documentadas en su Plan de Exploración, incluyendo aquellas requeridas por los organismos reguladores.

Una vez que los permisos son obtenidos, se realizan estudios sísmicos para estudiar el potencial del área, aunado a diversos estudios exploratorios. El producto final es la identificación de la mejor localización para perforar un prospecto exploratorio cuyo objetivo es realizar un descubrimiento que pueda llevar al desarrollo de un nuevo campo. Nuevamente se deberá obtener el permiso correspondiente ante la CNH para poder llevar a cabo la perforación de este pozo.

3.1.2 Definición y modelado del sistema petrolero

Para definir y modelar el sistema petrolero de un yacimiento no convencional, es necesario identificar la fuente y momento de generación, las rutas de migración, los volúmenes en sitio, el nivel de madurez de la materia orgánica y el tipo de hidrocarburos generados.

Los yacimientos no convencionales en lutitas se pueden definir, desde el punto de vista geológico, como un sistema petrolero confinado, donde rocas de grano muy fino (arcillosas o carbonosas) con alto contenido de materia orgánica y baja permeabilidad actúan al mismo tiempo como roca generadora, almacén y sello, con características litológicas que favorecen los índices de fragilidad necesarios para inducir el fracturamiento.

Caracterizar la calidad y cantidad de querógeno (el precursor orgánico de los hidrocarburos), tipos de hidrocarburos generados, sincronía, migración, retención, transformación, madurez térmica y contenido orgánico se vuelve un aspecto fundamental para reducir el riesgo geológico asociado en el proceso de extracción. Es necesario que la roca generadora, con alto contenido orgánico haya entrado hacia las condiciones necesarias de madurez térmica y genere hidrocarburos, que posteriormente son expulsados hacia zonas de menor presión por gravedad.

Para que un sistema sea prospectivo y pueda funcionar como potencial yacimiento no convencional de petróleo y gas deben considerarse, al menos, los siguientes parámetros geológicos y geoquímicos (Zee Ma, 2016; Pemex, 2013; Passey et al., 2010):

- Riqueza orgánica y tipo de querógeno
- Madurez térmica
- Litofacies y composición mineralógica
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturaciones
- Profundidad y presión de formación

A continuación, se detallan los aspectos relativos a estos elementos para el caso de los yacimientos en lutitas.

Riqueza orgánica y tipo de querógeno

La riqueza orgánica como un parámetro cuantitativo indicador del potencial generador de hidrocarburos (Jarvie et al., 2007) se mide a través del Carbono Orgánico Total (COT) expresado comúnmente como un porcentaje en volumen. Representa la cantidad de materia orgánica disponible para la generación de hidrocarburos.

Típicamente, se considera que una roca con potencial generador de hidrocarburos debe tener COT>1%, variando de 1-2% para rocas con calidad moderada, a 2-5% para rocas consideradas de buena calidad como el rango óptimo para generar grandes volúmenes y a COT>5% para rocas consideradas de excelente calidad (Law, 1999; Pemex, 2013).

El tipo de materia orgánica controla también el tipo de hidrocarburos que se pueden esperar en una roca generadora y está representado por el tipo de querógeno. Básicamente existen cuatro tipos de querógenos, tres de los cuales pueden generar hidrocarburos (Tissot and Welte, 1984): el tipo I (lacustre, de origen algáceo) que genera petróleo; el tipo II (marino, de origen vegetal y animal) que genera aceite y gas (incluyendo gas húmedo); y el tipo III (terrestre, proviene de plantas, madera, etc.) que genera gas seco.
Hay que tener presente que si bien los querógenos marinos y lacustres (tipos I y II) tienden a generar petróleo, cuando existen condiciones de madurez térmica alta se genera gas en su lugar, especialmente para el tipo II (Passey et al., 2010; Peters et al., 2015). El querógeno tipo III, principalmente formado de materiales orgánicos generados por plantas, es más propenso a la generación de gas seco o húmedo.

El querógeno tipo IV (generado por plantas superiores) lleva a su vez a la formación del carbón.

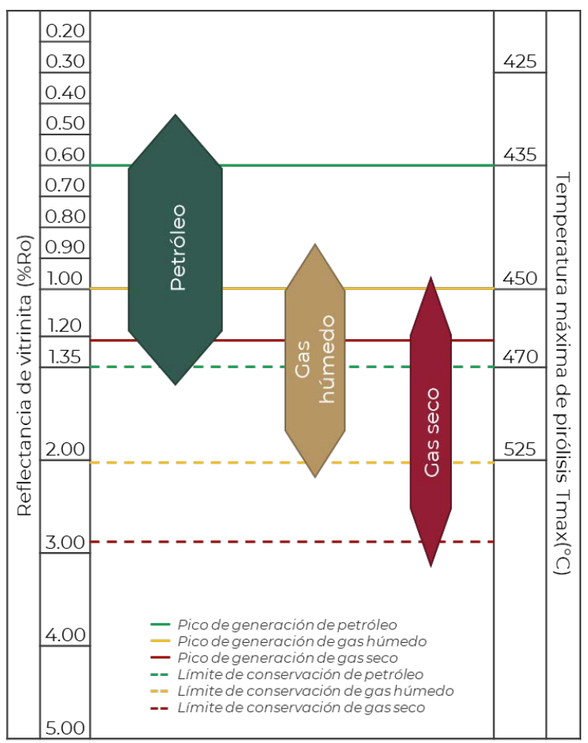
Madurez térmica

La madurez térmica es un parámetro del grado en que una roca, con potencial generador, ha sido expuesta al calor necesario para transformar la materia orgánica en hidrocarburos. La reflectancia de la vitrinita (Ro) es un método que indica el grado de madurez térmica de la roca generadora que se está analizando. Consiste en medir la intensidad de luz reflejada en la superficie de este tipo de querógeno, para determinar si han generado hidrocarburos o si pudiera haber generado hidrocarburos en otras condiciones térmicas.

Otro parámetro frecuentemente utilizado para determinar el grado de madurez térmica es la temperatura máxima de pirólisis (Tmax). La técnica de pirólisis más utilizada se conoce como Rock-Eval, que consiste en la descomposición de la materia orgánica de una muestra de roca por calentamiento en ausencia de oxígeno, midiendo la cantidad de hidrocarburos y dióxido de carbono liberados para determinar la temperatura a la cual ocurre la tasa máxima de generación.

En general, un valor de Ro debajo de 1% y con valores de Tmax menores a 445°C, corresponde a una zona de madurez térmica prospectiva de petróleo, mientras que valores de Ro cercanos o mayores al 1% y con una Tmax mayor a 450°C son indicativos de que la materia puede ser generadora de gas. La ***Figura III-1*** muestra los índices de madurez térmica y su correspondencia con zonas de generación de hidrocarburos.

Figura III-1 Correlación de los índices de madurez térmica y las zonas de generación de hidrocarburos



Modificado de Dow, 1977

Litofacies[9] y composición mineralógica

Generalmente, el término lutita es utilizado para describir un tipo de roca de grano fino, que puede contener diversos componentes litológicos como tipos de arcilla, feldespatos, cuarzo, carbonatos y materia orgánica, entre otros (Passey et al., 2010; Jarvie, 2012). Dada esta connotación, las lutitas suelen presentar litofacies variables y heterogéneas.

La interpretación y análisis de las litofacies, incluyendo su composición mineralógica, con base en muestras de núcleo de roca y/o registros geofísicos de pozos, es importante para caracterizar, modelar y determinar la calidad de los yacimientos no convencionales en lutitas, ya que estas características tienen influencia directa en sus propiedades petrofísicas como la porosidad de la matriz y fracturas, las permeabilidades y saturaciones de fluidos; así como en las mecánicas: como la dureza y fragilidad; y, en consecuencia, en la producción de hidrocarburos (Slatt, 2011).

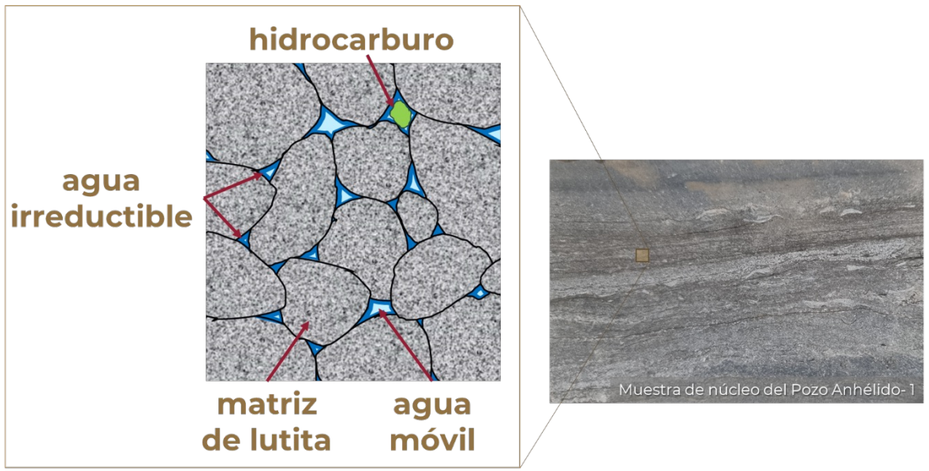
Porosidad

En los sistemas no convencionales de petróleo y gas en lutitas, los fluidos son almacenados en la nanoporosidad de la matriz, así como en las fracturas naturales. Por esta razón, es fundamental caracterizar la porosidad presente entre los granos finos y muy finos (intragranulares), en los granos mismos (intergranulares o por disolución), en el querógeno (intraorgánicos) y/o en las fracturas. No solo debe medirse su valor en forma cuantitativa, sino también en términos de su morfología y distribución.

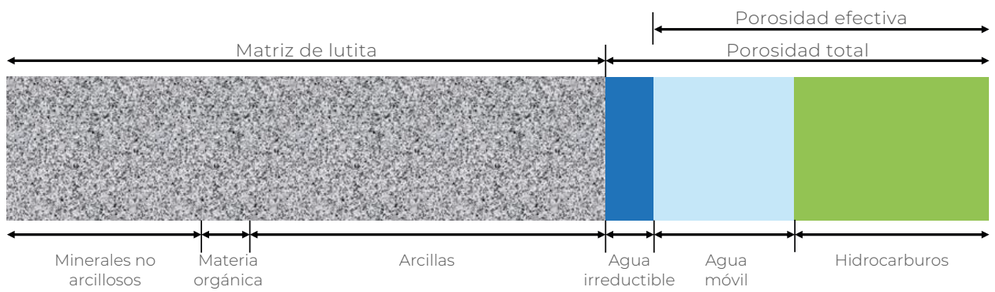
La porosidad a menudo se mide utilizando un método de desplazamiento de volumen o de llenado de gas, después de triturar la roca a un tamaño de partícula específico (Passey et al., 2010; Zee Ma, 2016). La porosidad total es un parámetro que representa el espacio de los poros en la matriz mineral, incluido el espacio ocupado por los hidrocarburos, el agua móvil capilar (agua mantenida dentro de los poros) y el agua irreductible unida a las capas de minerales arcillosos, mientras que la porosidad efectiva no incluye el agua irreductible adherida a la arcilla (***Figura III-2***).

[9] Las litofacies se refieren a la descripción integral, litológica y textural, así como a las características asociadas con los procesos de depósito de las rocas o facies sedimentarias.

Figura III-2 Esquema de la porosidad total y efectiva para sistemas de lutitas con materia orgánica



Elaboración propia con información de la LNIH[10], 2022



Modificado de Passey et al, 2010

La determinación de la porosidad en lutitas es complicada, por los poros muy pequeños y la presencia de arcilla que contiene agua adherida entre capas de los minerales que las conforman (agua irreductible). Aunado a ello, Passey et al. (2010) han notado que existen diferencias significativas en la cuantificación de la porosidad en lutitas entre varios laboratorios, debido a las diferentes definiciones de porosidad y condiciones de medición.

[10]Litoteca Nacional de la Industria de Hidrocarburos

Además, la porosidad que es medida en ausencia de los esfuerzos en sitio usualmente es diferente a la que se tiene a condiciones de yacimiento (Passey et al., 2010). Esto tiene un impacto significativo en la estimación de otros parámetros como la saturación de hidrocarburos y, en consecuencia, en los volúmenes de recursos asociados a los yacimientos.

Permeabilidad

En los yacimientos no convencionales, tanto el tipo de querógeno como la madurez térmica tiene un impacto sobre la permeabilidad y el potencial productor de la roca generadora (Zee Ma, 2016). Por ejemplo, en yacimientos maduros térmicamente, la porosidad y la permeabilidad de los hidrocarburos se ven mejoradas por la conversión del querógeno en petróleo o gas.

La permeabilidad de fracturas también es de gran importancia en el desarrollo de estos yacimientos, siendo de gran interés la presencia de zonas frágiles para su estimulación. De esta manera, la estimulación hidráulica busca comunicar los diferentes tipos de porosidad existentes, aprovechando el potencial de las fracturas naturales.

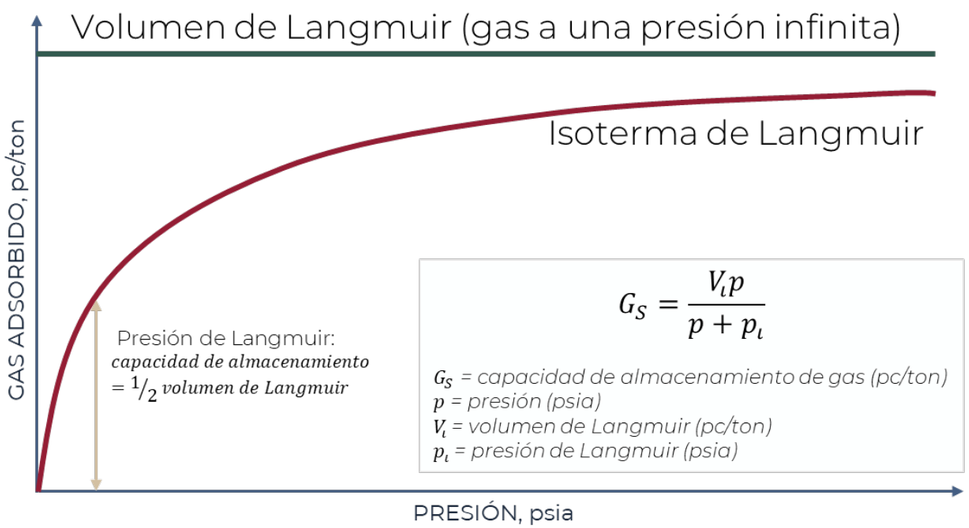
Saturaciones

Como en otros yacimientos, los no convencionales también se encuentran saturados por agua e hidrocarburos en su espacio poroso. Los hidrocarburos pueden encontrarse como libres o adsorbidos en la matriz del yacimiento.

En general, el gas libre se correlaciona directamente con la porosidad, mientras que el adsorbido depende de la presión, el contenido de materia orgánica y la temperatura (Boyer et al., 2006). Por esta razón, la cuantificación directa del gas adsorbido se dificulta y se recurre a modelos matemáticos (isotermas), ajustados a través de mediciones en núcleos, para estimar su valor.

De los diferentes modelos de isotermas de adsorción disponibles en la literatura, el de Langmuir es uno de los más utilizados por la facilidad de medir sus parámetros (***Figura III-3***); sin embargo, sus implicaciones no siempre son representativas para los yacimientos no convencionales, por lo que recientemente se han propuesto otros modelos para cuantificar de mejor manera los recursos adsorbidos (Castellanos, 2015).

Figura III-3 Isoterma de adsorción de Langmuir como una función de la presión



Modificado de Boyer et al, 2010

En términos generales, es poco común extraer hidrocarburos de yacimientos no convencionales más profundos que 4,000 metros y prácticamente inviable en aquellos menos profundos que 1,000 metros, como se explica a continuación.

Profundidad y presión de formación

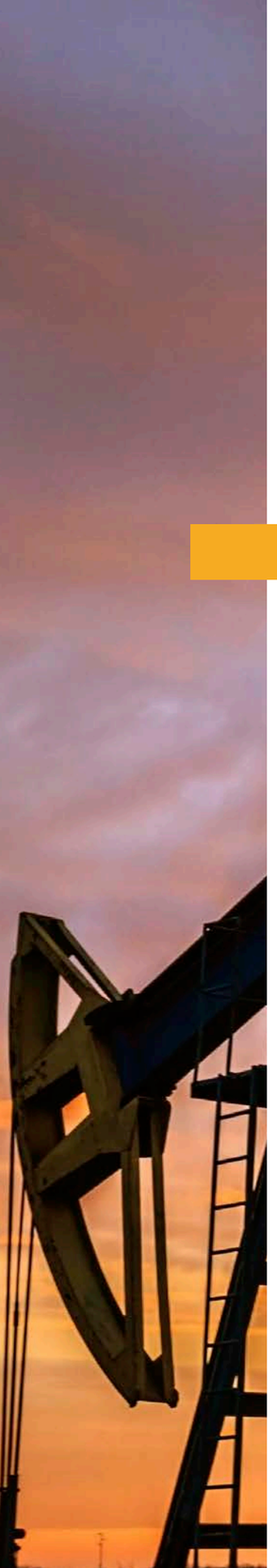
En yacimientos no convencionales, la profundidad es un factor crítico no solo por sus implicaciones físicas, sino también porque estos tienen que encontrarse a una profundidad económicamente viable para su perforación, ya que los costos aumentan rápidamente con la profundidad. Por lo tanto, la profundidad de los yacimientos no convencionales no solo tiene implicaciones tecnológicas, sino también restricciones comerciales para la exploración y extracción de este tipo de recursos (Xia and Luo, 2014; Scotchman 2016).

Por otro lado, además de las implicaciones en el grado de madurez térmica, las lutitas a profundidades menores de 1,000 m sufren de baja presión y concentración de gas en los yacimientos[11], a lo que además se suma la dificultad de generar fracturas verticales durante la estimulación, el alto riesgo de presentar saturaciones elevadas de agua en los sistemas de fracturas naturales, y los riesgos asociados a la contaminación de cuerpos de agua superficial o subterránea (Scotchman, 2016).

La incapacidad para iniciar y propagar fracturas verticales en cuerpos de lutitas someras se debe en gran medida a que la presión de sobrecarga a menos de 1,000 m de profundidad es muy baja, induciendo la formación de fracturas horizontales paralelas al pozo que no son efectivas para aumentar la permeabilidad del yacimiento. Además, en estas condiciones de profundidad, la presión de formación también es baja y, por lo tanto, se tiene menor energía para la recuperación de hidrocarburos (EIA/ARI, 2013).

Por otro lado, las formaciones de lutitas en profundidades mayores a 4,000 m, además de ser generalmente inviables económicamente por el incremento en los costos de la perforación y terminación de pozos (Xia and Luo, 2014), tienen riesgos de: porosidad y permeabilidad reducida por la compactación, zonas geopresurizadas (zonas de altas temperaturas, muy profundas, calentadas por el calor interno terrestre), ventanas operativas estrechas y operaciones complejas por manejar herramientas sensibles a grandes profundidades con riesgo de perder el pozo (Pemex, 2013; EIA/ARI, 2013). Además, las lutitas a profundidades mayores y bajo condiciones de alta presión de confinamiento a menudo presentan propiedades dúctiles, dificultando su fracturamiento (Yuan et al., 2017).

[11]La concentración de gas se refiere al número de moles de hidrocarburos contenidos en una porción de volumen de roca almacenadora, considerando tanto aquellos que se encuentran en los subsistemas de porosidad primaria y secundaria, como los que están adsorbidos en las superficies de roca almacenadora por fenómenos electroquímicos (King, 1993).



No obstante, Scotchman (2016) y la EIA (2013) reconocen que el establecimiento de los parámetros críticos de profundidad depende de las características geológicas de cada cuenca. Por ejemplo, en las cuencas de EUA, si bien la producción de yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas se da de manera óptima en un rango de profundidad de 1,000 a 4,000 m, sin embargo, esta profundidad no es una limitante.

3.1.3 Evaluación integral

La evaluación integral para el desarrollo de los recursos en yacimientos no convencionales es indispensable para maximizar el valor de la recuperación esperada. Sin embargo, el análisis y correlación entre los valores cuantificados de querógeno, COT, porosidad, saturaciones y permeabilidades con los esfuerzos en sitio, el contenido de arcillas y las propiedades geomecánicas suele ser engañoso y resulta sencillo realizar inferencias erróneas.

La ***Tabla III-2*** muestra los parámetros más importantes para la evaluación y estimación de los recursos prospectivos en los yacimientos en lutitas. Sin embargo, en la práctica, no siempre se encuentran disponibles todos los datos e información necesarios para la evaluación de las diferentes etapas del proceso de evaluación de los recursos. Por esta razón, el uso de sistemas análogos es de gran importancia para la evaluación de los prospectos (Boyer et al., 2006).

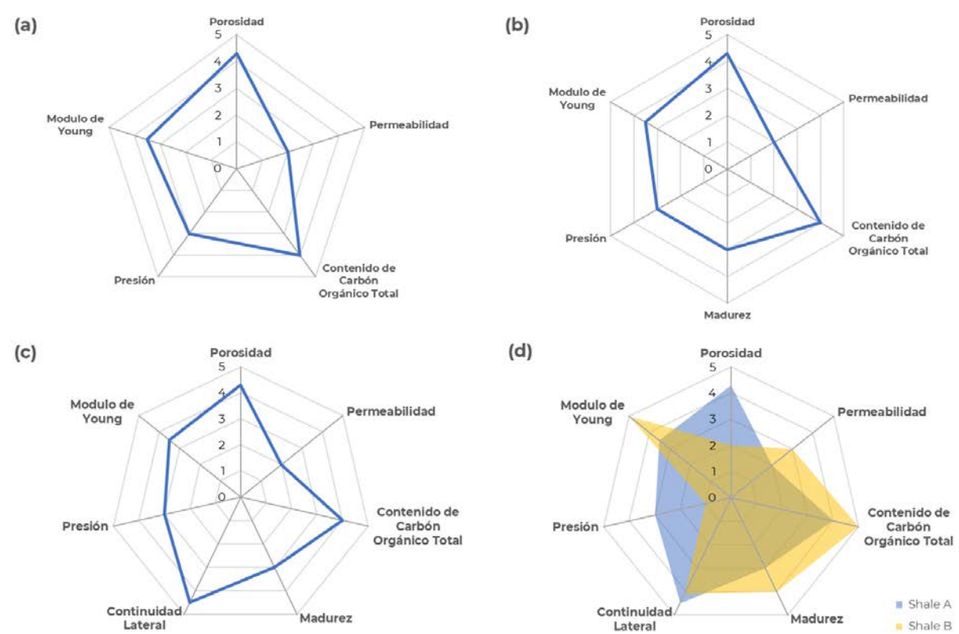
Tabla III-2 Parámetros de evaluación de los yacimientos en lutitas

Parámetro	Valor crítico o deseado	Fuentes de datos
COT	>2%	Rock-Eval. Leco COT
Madurez térmica	Ventana de aceite: 0.5 < Ro < 1.3 Ventana de gas: 1.3 < Ro < 2.6	Reflectancia de la vitrinita y Rock-Eval
Mineralogía	Arcillas < 40%, cuarzo o carbonato > 40%.	Difracción de rayos X, espectroscopía y registros
Porosidad promedio	> 4%	Núcleos y registros
Saturación de agua promedio	< 45%	Núcleos, presión capilar y registros
Permeabilidad promedio	> 100 nD	Presión capilar por inyección de mercurio, resonancia magnética y expansión de gas
Recursos en sitio	Gas libre y adsorbido > 100 bcf/sección	Registros y evaluación integral
Fracturamiento natural	Moderado a denso, con zonas-objetivo identificadas	Sísmica y registros de imagen
Continuidad lateral	Continua	Secuencia estratigráfica con núcleos, registros y datos regionales
Tipo de hidrocarburo	Aceite o gas termogénico	Geoquímica, Rock-Eval
Presión	Sobre presionados	Registros y sísmica
Temperatura	> 110 °C	DST
Esfuerzo	Esfuerzo lateral neto < 2,000 psia	Registros, registros de imagen y sísmica
Módulo de Young	> 3 MM psia	Registros acústicos y núcleos
Relación de Poisson	< 0.25	Registros acústicos y núcleos

Modificado de Zee Ma, 2016

Una forma práctica para comparar los diferentes recursos y prospectos es a través de gráficos de radar (Zee Ma, 2016). La ***Figura III-4*** muestra un ejemplo de esto; puede observarse, que si bien conforme aumenta el número de elementos del gráfico el análisis será más complejo, los resultados facilitan la toma de mejores decisiones. Por esta razón, el uso de un análogo bien conocido es de gran importancia al momento de hacer valoraciones.

Figura III-4 Gráficos de radar para evaluar yacimientos y parámetros geomecánicos con escala de seis puntos (0-5 de menor a mayor).



Evaluaciones con: (a) con cinco parámetros, (b) seis parámetros, (c) siete parámetros, (d) siete parámetros y un análogo comparativo
Modificado de Zee Ma, 2016

3.2 Desarrollo

Como se indicó al inicio de este capítulo, las estrategias de desarrollo de yacimientos en lutitas y *tight* comparten las tecnologías de desarrollo. Por lo que, en este apartado se describirán las tecnologías que se utilizan para el desarrollo y extracción de ambos tipos de yacimientos no convencionales.

A diferencia de los yacimientos convencionales, los no convencionales deben ser desarrollados a través de una estrategia modular, de rápida implementación y con un enfoque regional. Esto ha llevado a la adopción y surgimiento de filosofías de desarrollo basadas en la administración adaptativa de activos (Rahm y Riha, 2011; Pahl-Wostl et al., 2010; Noble y Harriman, 2008; Gunderson, 1999; Holling, 1978; Walters, 1986).

Estos marcos de referencia consideran que existe conocimiento técnico limitado para un sistema heterogéneo, así como aspectos ambientales complejos, agendas conflictivas entre los proveedores y condiciones económicas inciertas y volátiles; pero donde, no obstante, deben tomarse decisiones. En este entorno, se requiere que los equipos de trabajo participen en forma integrada para aprovechar la información, con base en un plan de desarrollo versátil, que pueda ser ajustado casi en forma instantánea conforme se adquiera nueva información con las actividades ejecutadas; y que cuenten con una alta capacidad de ejecución y movilidad, tanto en las maquinarias como en las instalaciones (Rahm y Riha, 2011).

De esta manera, Yang (2016), Cafaro y Grossman (2015), y Mancini et al. (2011) han encontrado que el desarrollo de los yacimientos no convencionales se basa en los siguientes conceptos clave:

- **Integración multidisciplinaria.** Debe existir una sinergia entre las diferentes áreas de geociencias, yacimientos, perforación, terminación y producción para sincronizar la exploración, perforación y operación de múltiples pozos en función del plan de desarrollo considerado.

- **Expansión gradual.** Las actividades deben considerar el desarrollo de nuevos objetivos y/o intervalos, conforme se adquiera nueva información de los yacimientos, con el objetivo de identificar y ubicar las mejores localizaciones de los pozos a perforar, por lo que las instalaciones deben diseñarse para recibir y manejar dinámicamente la producción de cientos de pozos al momento de ser conectados a la red de recolección.

- **Enfoque en la reducción de costos.** El desarrollo de los yacimientos no convencionales depende principalmente de las condiciones económicas. Por esta razón, se deben optimizar los recursos para reducir los costos de exploración y desarrollo, estableciendo costos límite para optimizar los diseños.

- **Amplia capacidad de perforación y terminación de pozos.** Es necesario mantener una cadena de suministros dinámica y con una elevada capacidad de ejecución, toda vez que, si las condiciones económicas son favorables, pueden existir decenas o cientos de pozos en perforación o terminación al mismo tiempo.

- **Optimización de la fase de conexión de los pozos.** Los pozos de yacimientos no convencionales tienen una alta producción inicial, y la infraestructura debe prepararse para recibir incrementos constantes en la producción, sin afectar el comportamiento del desarrollo.

- **Modularidad.** El tratamiento de los fluidos producidos, que inicia desde la boca del pozo, es visto como la unión de varios procesos. Por esta razón, se crean trenes paralelos de tratamiento para el manejo de la producción de fluidos con diferentes composiciones.

- **Estandarización.** Los diseños utilizados deben optimizarse para ser implementados con cientos de equipos e instalaciones.

- **Eficiencia en la cadena de suministros.** Los yacimientos no convencionales requieren de un mayor número de insumos de la cadena productiva, por lo que se requieren optimizar los procesos de adquisición de materiales, mismos que deben ser coordinados de manera conjunta con los proveedores para lograr insumos de alta calidad, a bajo costo y en corto tiempo.

- **Experiencia operativa.** Los desafíos en la aplicación del modelo de desarrollo de los yacimientos no convencionales requieren de visión y conocimientos previos, así como de flexibilidad para adaptarse a las condiciones cambiantes de los diferentes procesos involucrados.

Yang (2016) identifica las actividades de la ***Figura III-5*** como parte central del desarrollo de los yacimientos no convencionales, catalogándolo como un proceso cíclico y variable, debido a que, aunque se repite cientos de veces durante la explotación de este tipo de yacimientos, siempre es bajo diferentes condiciones.

Figura III-5 Ciclo de desarrollo de un yacimiento no convencional

Elaboración propia con información de Yang, 2016

En las siguientes secciones se discuten los aspectos inherentes a estos desarrollos, enfatizando los elementos técnicos que deben ser considerados.

3.2.1 Gestiones y permisos

La primera etapa de la cadena de desarrollo corresponde a identificar los sitios potenciales para perforar. Ya que se tiene definida una localización, el Operador Petrolero debe obtener los permisos y derechos correspondientes.

Una vez que se obtienen los permisos y derechos se diseñan y ubican las macroperas[12], evitando que la localización de estas altere las condiciones de los recursos hídricos y ambientales en las regiones consideradas.

Al igual que en las etapas previas de la cadena de valor, los Operadores Petroleros deben adquirir fianzas y seguros para todas las actividades de desarrollo consideradas, incluyendo aquellas requeridas por los organismos reguladores.

Los Operadores Petroleros deberán obtener la autorización de la CNH del Plan de Desarrollo, como parte de éste, deben documentarse detalladamente las localizaciones de los pozos de desarrollo, indicando, por mencionar algunos, aspectos ambientales, de biodiversidad y de las cuencas hidrográficas, etc. Una vez que el Plan de Desarrollo ha sido revisado y aprobado por dicho órgano regulador, los Operadores Petroleros pueden iniciar con las actividades planeadas.

3.2.2 Construcción del sitio

Una vez que el Operador Petrolero cuenta con los permisos correspondientes en términos de la normativa y regulación existente, el proceso de construcción del sitio comienza. Para ello, se realizan las siguientes actividades (Yang, 2016):

1. Se instalan controles de erosión con el propósito de proteger carreteras cercanas y recursos hídricos (incluyendo aquellos que afloran y los que se encuentran en el subsuelo) de cualquier daño potencial que pueda ser causado por la distribución de sedimentos y sólidos.

[12]Área diseñada o acondicionada para la realización de las actividades de perforación o producción de dos o más pozos petroleros terrestres. Incluye la tubería que interconecta los pozos con los cabezales y demás infraestructura de producción.

2. Se comienza con la construcción de caminos para minimizar los trayectos a las macroperas y permitir el acceso a equipos pesados, minimizando el impacto sobre la zona.

3. Tan pronto se tienen los accesos listos, se comienza con la construcción de las macroperas, se limpia el terreno, se nivela y aplana el suelo, el cual es recubierto por diversas capas protectoras: típicamente se usa una primera capa de grava, seguida de un revestimiento hecho de material geotextil entretejido y recubierto, y finalmente se instala una última carpeta aislante para proteger contra posibles derrames que pueden ser provocados por químicos, fluidos de perforación y recortes. Este recubrimiento además funciona como una barrera de protección que absorbe materiales que puedan fugarse desde los tanques de fluidos y previene que estos tengan contacto con el suelo.

4. Una vez que se ha concluido con el trabajo de protección del suelo, se construye la base de la macropera utilizando grava de un grosor de entre 8 y 12 pulgadas, que a su vez es recubierto por un agregado más fino, cuyo espesor se encuentra entre 3 y 4 pulgadas.

5. Finalmente, se montan instalaciones habitacionales y de servicios, así como otra infraestructura de soporte temporal y los generadores para ejecutar las actividades de perforación.

La ***Figura III-6*** muestra una vista aérea de una macropera finalizada. Típicamente, estos espacios se diseñan para albergar múltiples pozos (entre seis y ocho) en un área rectangular, cuya extensión puede ser variable dependiendo del número de pozos.

Figura III-6 Vista aérea de una macropera

The Nature Conservancy, 2016

3.2.3 Perforación

Cuando la macropera está lista, se comienzan a instalar los tanques y equipos necesarios para la perforación, estos últimos se caracterizan por su capacidad para construir pozos, así como por su facilidad de movimiento, encontrándose completamente equipados para su uso y traslado.

La cantidad de pozos requeridos para un yacimiento no convencional es notablemente mayor que en los convencionales. Por ello, los Operadores Petroleros deben implementar técnicas y tecnologías que les permitan reducir los costos durante la perforación, así como mantener un programa versátil en su ejecución. Por ello, una práctica común es perforar más de un pozo al mismo tiempo con múltiples equipos en la misma macropera, Figura III 7, lo que permite optimizar el uso de insumos y fluidos de perforación (Speight, 2013).

Figura III-7 Perforación de múltiples pozos en yacimientos no convencionales

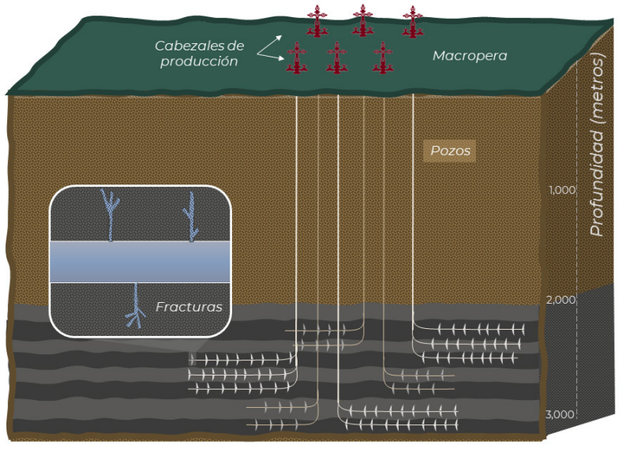
Zborowski, 2018

Por su parte, el diseño de los pozos, dependiendo de las características geológicas, puede considerar uno o múltiples objetivos, ubicados a una misma profundidad o, en sistemas estratificados, en forma apilada. De esta manera, diferentes pozos pueden llegar a compartir una misma sección vertical, lo que a su vez reduce el impacto del desarrollo y permite optimizar espacios y tiempos (Yang, 2016; Speight, 2013).

La ***Figura III-8*** muestra una esquematización de lo que se describe anteriormente, observándose pozos multilaterales y multicapa que comparten una misma sección vertical.

Para optimizar el diseño de los pozos, debe considerarse un marco geomecánico basado en la distribución local de los esfuerzos en cada localización, así como en la plasticidad, fracturamiento, estabilidad del agujero y arcillosidad de las formaciones que serán atravesadas. Tradicionalmente, en los yacimientos no convencionales la perforación comienza en sentido vertical y cambia su ángulo a profundidades que oscilan entre 1500 y 2200 m, para mantener una trayectoria horizontal. Este cambio se realiza en intervalos menores a 300 m.

Figura III-8 Esquematización de pozos horizontales en un arreglo multilateral y multicapa, en un yacimiento de gas en lutitas

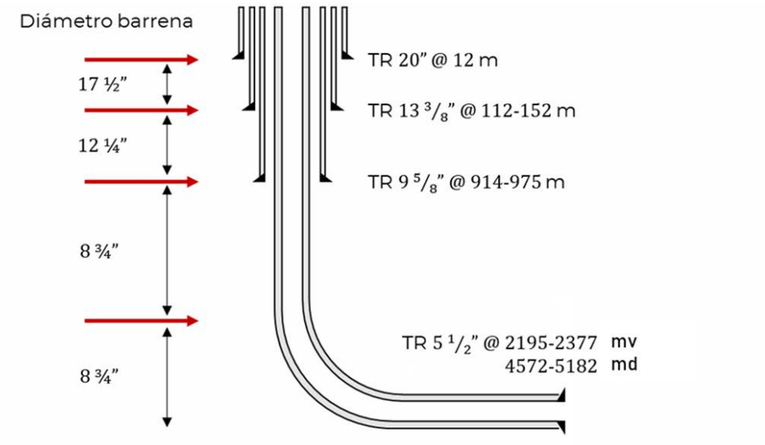


Modificado de EI, 2015

Cabe señalar que, la perforación horizontal es la tecnología que ha permitido el desarrollo de los yacimientos no convencionales. Su implementación consiste en desviar la barrena de perforación para configurar una trayectoria horizontal de 1,000 o 1,500 m, con la que se expone la mayor área posible del yacimiento (Yang, 2016; Speight, 2013; Williams et al., 2011), ***Figura III-9***.

Durante la etapa vertical y, conforme a mayor profundidad, los pozos reducen progresivamente el diámetro de las barrenas utilizadas y los agujeros se revisten con tuberías (tuberías de revestimiento) que posteriormente son cementadas para fijarlas y aislar las formaciones atravesadas (mitigando el riesgo de contaminar acuíferos superficiales, de fracturamiento indeseado por cambios en los fluidos de perforación, y de posibles derrumbes en etapas iniciales). Por su parte, cuando el cambio de trayectoria vertical a horizontal ocurre, se perfora durante 1,000 o 1,500 m de forma horizontal, y se elige si el diseño del pozo será con agujero revestido, es decir, con tubería, o será descubierto, sin tubería, mismo que está en función de las características del yacimiento.

Figura III-9 Estado mecánico típico de un pozo horizontal productor en yacimientos no convencionales



TR: Tubería de revestimiento
mv: Profundidad en metros verticales
md: Profundidad en metros desarrollados

Modificado de Williams et al., 2011

A diferencia de los pozos verticales que restringen el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, la perforación de pozos horizontales en yacimientos no convencionales aumenta el área de contacto entre el yacimiento y el pozo, incrementando notoriamente la productividad de los pozos. Sin embargo, no es posible replicar este esquema en todos los yacimientos no convencionales, ya que la perforación horizontal mantiene un riesgo de colapso o derrumbe del agujero inherentemente mayor que el de un pozo vertical, por lo que también es normal que los diseños de las trayectorias de los pozos sean desviados.

Con el objetivo de asegurar que, durante la perforación de los pozos, estos se mantengan dentro de la zona de interés productivo, además de mitigar los problemas relacionados con las características geológicas y geomecánicas, se han desarrollado diversas tecnologías, tales como el diseño interactivo de las trayectorias en tres dimensiones y la geonavegación.

La geonavegación consiste en controlar la dirección de perforación basado en los resultados de las mediciones realizadas en tiempo real con los registros geológicos de fondo, como son: rayos gamma, resistividad, densidad-neutrón, datos e imágenes azimutales, principalmente.

Es importante indicar que, como ocurre en la construcción de los pozos en yacimientos convencionales, en todo el proceso de perforación se utilizan fluidos (que pueden ser base agua o aceite) en el pozo para lubricar la barrena, controlar la salida de fluidos de formaciones atravesadas, remover fluidos del fondo del pozo y evitar colapsos. Por otro lado, los pozos de yacimientos no convencionales se perforan bajo esquemas acelerados, y los tiempos estimados para su entrega son mucho menores que los de yacimientos convencionales.

3.2.4 Terminación de pozos y estimulación hidráulica de yacimientos no convencionales

Una vez que se concluye con la perforación del pozo, se debe analizar si existen condiciones de mercado favorables para que sea rentable su explotación y pueda llevarse a cabo su terminación, es decir, la instalación del equipo necesario para ponerlo en producción. Por lo tanto, existen dos escenarios:

a. si los precios de los hidrocarburos permiten tener un margen razonable, los Operadores Petroleros pueden decidir terminar el pozo
b. en caso contrario, se pospone la decisión a un momento en el que las condiciones sean más favorables (Yang, 2016)

Una vez que se decide terminar el pozo, se elige el tipo de terminación más conveniente y se procede a estimular hidráulicamente el yacimiento con la inyección de fluidos a una presión capaz de fracturar la roca. Los fluidos consisten en una mezcla base agua con arena, con una pequeña cantidad de químicos, y otros apuntalantes.

La terminación y la estimulación hidráulica permiten generar canales que conectan fracturas naturales y secciones arcillosas poco permeables de manera efectiva con el pozo. Por su parte, los apuntalantes evitan que la fractura se cierre durante la producción.

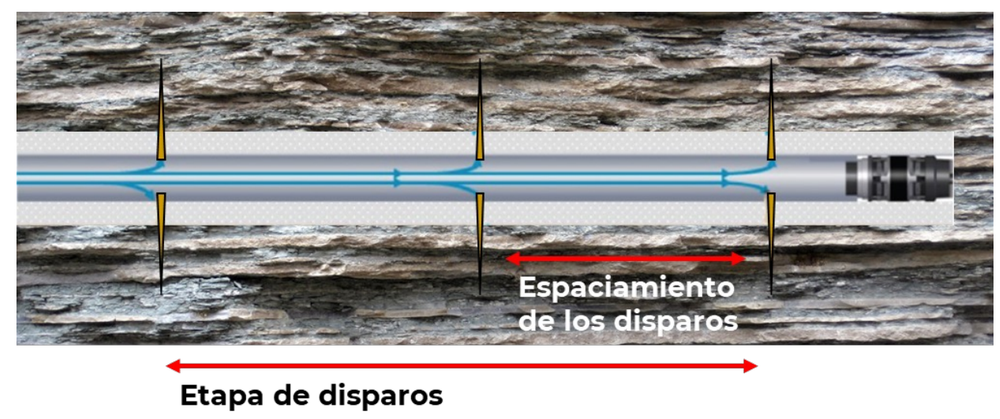
La terminación que se realiza en los pozos horizontales consiste en acondicionar el pozo para poder realizar una estimulación hidráulica en múltiples etapas. Esto significa que se inducirán fracturas en el yacimiento a través del mismo pozo (Ravensbergen, 2011).

Existen dos tipos de terminaciones que son ampliamente utilizadas en los pozos de yacimientos no convencionales (Kennedy, et al., 2012):

1. **Terminación en agujero entubado**

La terminación en agujero entubado (o revestido) consiste en bajar una tubería en el último agujero perforado y después bombear cemento en el espacio resultante entre el agujero y la tubería, posteriormente, a través de cargas explosivas, generar orificios en la tubería (comúnmente llamadas disparos) que permiten comunicar el pozo con el yacimiento, como se muestra en la ***Figura III-10***, generando un canal por el cual podrá ingresar el fluido fracturante durante la estimulación hidráulica.

Figura III-10 Esquematización de un pozo terminado en agujero entubado



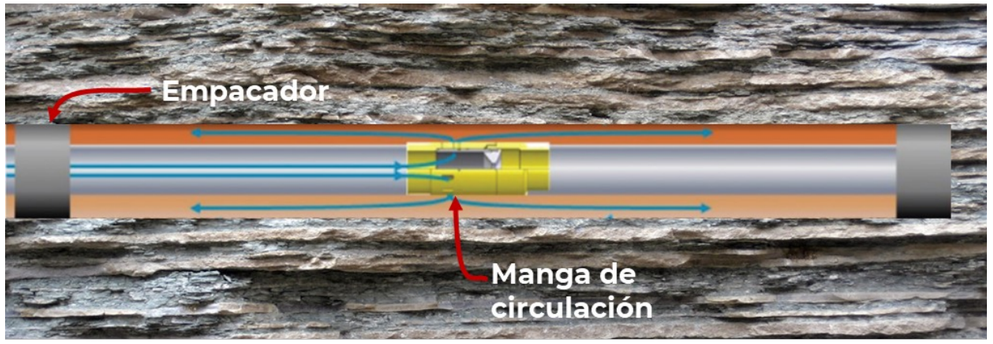
Modificado de Walzel, 2019

La tubería de revestimiento permite que el agujero permanezca estable, ayudando a la integridad del pozo, así como tener un mejor control durante la estimulación hidráulica, mitigar daños durante la producción y facilitar cualquier intervención futura en el pozo. Por otro lado, este tipo de terminaciones reducen la exposición del pozo con el yacimiento, lo cual origina menores productividades comparadas con las de un pozo terminado en agujero descubierto.

2. Terminación en agujero descubierto

La terminación en agujero descubierto consiste en bajar un arreglo de tubería corta con un sistema de válvulas, denominadas mangas de circulación, que tienen la función de permitir o no el paso del fluido fracturante del interior del pozo al yacimiento. Las mangas de circulación son instaladas entre dos empacadores que tienen la función de aislar la sección que se estimulará hidráulicamente, como se observa en la ***Figura III-11***. Asimismo, los empacadores tienen la función de aislar el pozo horizontal en etapas de estimulación, forzando a que el fluido fracturante ingrese en el espacio descubierto y, posteriormente en el yacimiento.

Figura III-11 Esquematización de un pozo terminado en agujero descubierto



Modificado de Walzel, 2019

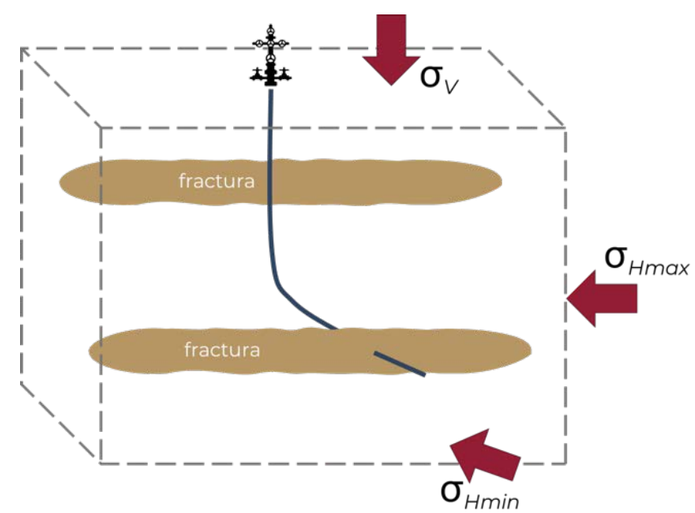
En este tipo de terminación no se tiene un control directo sobre las etapas de estimulación, se dificultan las actividades para mitigar afectaciones al yacimiento durante la producción y la realización de intervenciones futuras en el pozo; su uso reduce el número de veces en que se puede meter y sacar herramientas del interior del pozo durante la terminación y, por ende, tiene repercusión en los costos asociados. Sin embargo, este tipo de terminación favorece el contacto entre el pozo y la formación, teniendo un impacto positivo sobre la productividad de los pozos.

Estimulación hidráulica en múltiples etapas

La estimulación hidráulica es una técnica que consiste en inyectar fluidos a través de un pozo para fracturar los yacimientos y facilitar el flujo de los hidrocarburos. Por su naturaleza, este tipo de estimulaciones se realizan a través de los pozos en yacimientos de petróleo y gas con baja permeabilidad, (indistintamente de si se trata de pozos verticales, desviados u horizontales) con la ayuda de fluidos especialmente diseñados, considerando para ello las características de la roca y la fractura que se desea generar (Gidley et al., 1989; Reynolds et al., 1961). El ancho de las fracturas generadas es variable y dependerá en gran medida de los esfuerzos existentes en las rocas de los yacimientos, sin embargo, se puede definir en un rango entre 0.01 y 0.1 pulgadas.

El tamaño y orientación de las fracturas inducidas son controlados por los esfuerzos regionales y locales, originados principalmente a través del régimen tectónico, la profundidad, la presión de poro y las propiedades de las rocas. Este campo de esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales y perpendiculares entre sí: vertical(σ_V), horizontal máximo (σ_{Hmax}) y horizontal mínimo (σ_{Hmin}). (***Figura III-12***)

Figura III-12 Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas



Modificado de Schlumberger, 2013

Las fracturas inducidas se abren en la dirección de menor resistencia. Si el esfuerzo de compresión principal máximo es el esfuerzo de la sobrecarga, es decir, el esfuerzo vertical, las fracturas serán verticales y se propagarán en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo cuando la presión de fracturamiento exceda el esfuerzo horizontal mínimo. En este sentido, conforme la profundidad aumenta, es más probable que el esfuerzo principal se encuentre en dirección vertical, por lo que las fracturas generadas hidráulicamente tenderán a ser verticales[13].

Una vez que se han generado las fracturas en el yacimiento, se inyecta un apuntalante, que normalmente se trata de arena mezclada con agua, para mantener las fracturas abiertas después de concluir con el tratamiento.

La estimulación hidráulica en múltiples etapas es una técnica que consiste en realizar diversas fracturas en dirección perpendicular al pozo, agrupadas en etapas, ***Figura III-13***. El número de fracturas consideradas para cada etapa depende de las propiedades del yacimiento, mientras que las etapas consideradas dependen de la longitud del pozo y la tecnología disponible (Zee Ma, 2016).

Figura III-13 Diagrama de un pozo horizontal en un yacimiento no convencional

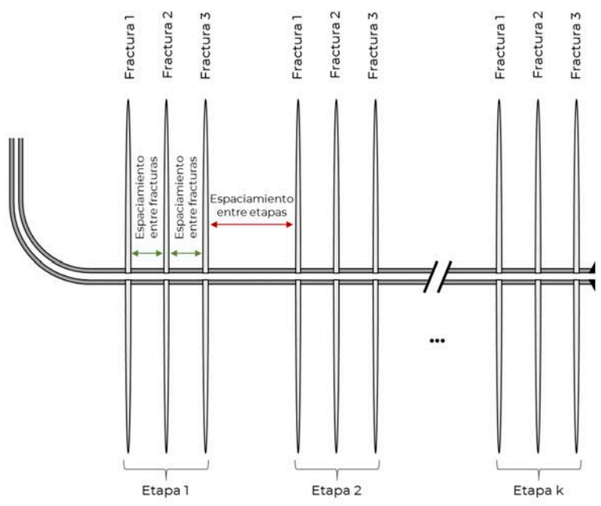


FIGURA: Modificado de Cheng, 2017

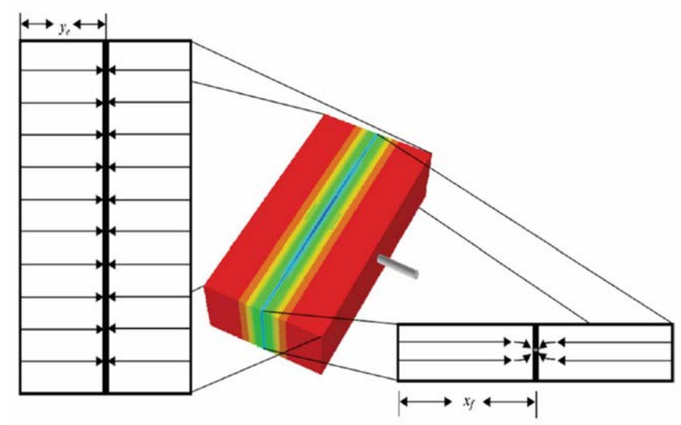
[13] Reynolds et al. (1961) han encontrado evidencia de que las fracturas tienden a orientarse en dirección vertical a profundidades mayores a 300 m.

Geometría y complejidad de las fracturas

La ***Figura III-14*** muestra un modelo típico para una fractura en un pozo horizontal de un yacimiento no convencional. En él se observa que ésta es representada como un canal simétrico, en dirección vertical y perpendicular al pozo. La longitud media de la fractura (x_f) es controlada principalmente por los esfuerzos existentes en el yacimiento, y puede ser afectada por la viscosidad y el ritmo de inyección del fluido fracturante (Han et al., 2014). Por su parte, la distancia media estimulada (y_e) también depende del índice de complejidad de las fracturas y las propiedades geomecánicas de la roca.

En la mayoría de los casos, este modelo suele ser representativo de las condiciones de flujo macroscópico que existen en el yacimiento. Sin embargo, para valorar esto es necesario identificar el nivel de complejidad de las fracturas, ***Figura III-15***:

Figura III-14 Esquema de una fractura hidráulica



y_e : distancia media estimulada.
x_f : longitud media de la fractura.

Modificado de Ambrose et al., 2011

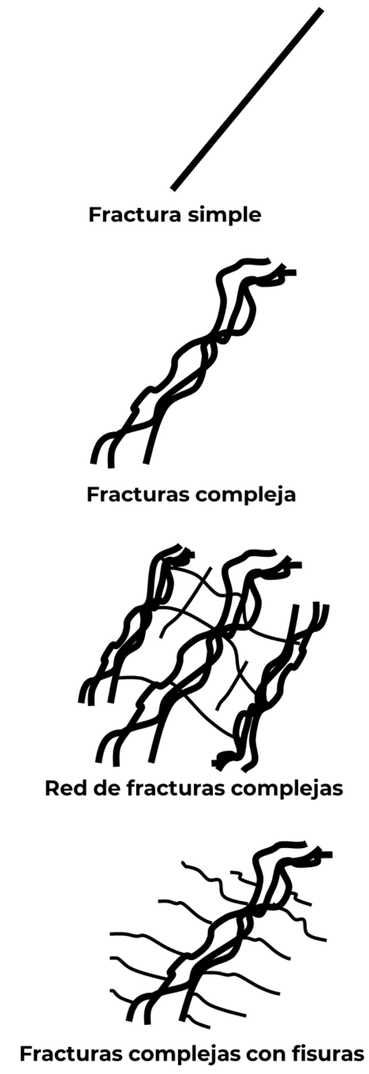
1. **Fractura simple.** Cuando la comunicación del pozo con el yacimiento se explica únicamente en términos del canal generado por la estimulación hidráulica.

2. **Fractura compleja.** Cuando la comunicación del pozo con el yacimiento es asistida por fracturas naturales paralelas, o bien por fracturas que se han reactivado u otras adicionales inducidas durante la propia estimulación hidráulica (considerando como parte de todas las anteriores las que tienen un origen físico, químico o biológico).

3. **Red de fracturas.** Ocurre cuando las fracturas generadas establecen condiciones de continuidad hidráulica con sistemas de fracturas de mayor extensión (son casos particulares).

La complejidad de las fracturas impacta directamente en la producción (Mata et al., 2014; Warpinski et al., 2008), pues incrementa el contacto del pozo con el yacimiento, pero también impone desafíos al mantenimiento de las fracturas, porque dificulta posicionar el apuntalante y lograr condiciones de continuidad hidráulica.

Figura III-15 Ilustración de diferentes niveles de complejidad de las fracturas



Modificado de Zee Ma, 2016

Fluidos fracturantes y apuntalantes

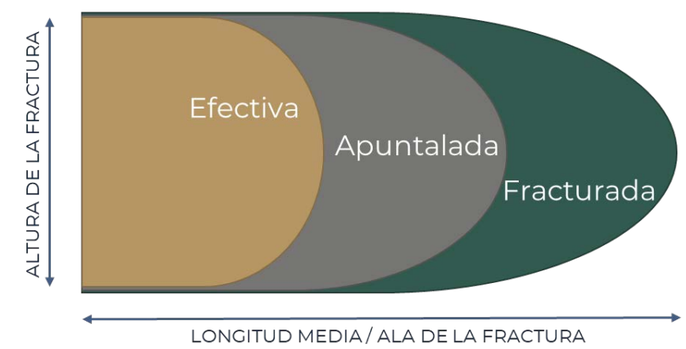
Los fluidos fracturantes son mezclas, principalmente de líquidos con aditivos o químicos que se utilizan para estimular el yacimiento en el subsuelo y con ello facilitar el flujo de petróleo y/o gas. Los fluidos típicamente utilizados para la estimulación hidráulica incluyen sistemas base agua (incluyendo aguas viscosificadas, geles lineales y fluidos de cadenas cruzadas), fluidos base aceite, fluidos base espumada y surfactantes viscoelásticos (libres de polímeros).

Los fluidos fracturantes deben mantener condiciones de viscosidad estable durante la operación, tanto para lograr el rompimiento de la roca como para permitir el transporte del apuntalante y controlar la presión en la red de fracturas.

Por su parte, el apuntalante impacta la capacidad de flujo y la conductividad de las fracturas durante la extracción. Normalmente, para este fin se utiliza una mezcla de arena y materiales sólidos (como bauxita o cerámica) con características específicas que les permite asentarse en la fractura y resistir los diferentes esfuerzos y presiones que tienen lugar durante la vida del yacimiento (Zee Ma, 2016).

Cabe señalar que, la permeabilidad de las fracturas que comunican al pozo con el yacimiento se ve alterada por los fluidos fracturantes y los propios apuntalantes, ***Figura III-16***, por lo que además de las cantidades y tipos de materiales utilizados, debe considerarse su distribución en la red de fracturas (Cipolla et al., 2008). Por ejemplo, cuando el apuntalante se concentra en una fractura planar (fractura simple), el área de flujo se ve notoriamente reducida; mientras que en una fractura compleja o en una red de fracturas conectadas, la concentración de apuntalante suele ser baja (pues una gran cantidad se dispersa en los canales naturales) y el área de flujo no se ve materialmente afectada.

Figura III-16 Esquematización de la longitud media de la fractura, apuntalada y efectiva



Modificado de Cipolla et al. 2008

Experiencias en la terminación y estimulaciones hidráulicas de pozos en yacimientos no convencionales

Con base en la experiencia generada durante el desarrollo de yacimientos no convencionales, la ***Tabla III-3*** indica algunas dificultades reportadas por Zee Ma (2016) durante la perforación, terminación y estimulación hidráulica de los pozos.

Tabla III-3 Efecto de los principales parámetros en la perforación, terminación y estimulación hidráulica de pozos en yacimientos no convencionales

Parámetro	Especificaciones, relevancia y efecto	Referencias
Espaciamiento de los pozos	Impacta la producción. El espaciamiento debe determinarse en conjunto con variables como la calidad del yacimiento y el diseño de la estimulación hidráulica.	Malayalam et al. (2014); Warpinski et al. (2014); Yu y Sepehrnoori (2014)
Longitud lateral de las fracturas	Impacta el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, lo que incide notoriamente en la producción.	Zhou et al. (2014); Malayalam et al. (2014)
Número de etapas efectivas	Impacta directamente en el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, lo que incide notoriamente en la producción.	Aviles et al. (2013); Zhou et al. (2014); Malayalam et al. (2014)
Espaciamiento de las fracturas	Impacta la producción. Debe ser optimizada con datos que señalen la calidad del yacimiento, indicadores geomecánicos y el comportamiento de los agentes apuntalantes.	Cheng (2009); Roussel et al. (2012); Morrill and Miskimins (2012); Jin et al. (2013); Wu y Olson (2013); Sanaei and Jamili (2014)
Tipo de terminación	Los agujeros entubados y cementados permiten aislar las etapas de las estimulaciones hidráulicas y desarrollar fracturas complejas. Los agujeros descubiertos tienen una ventaja en el costo de los pozos, pero pueden afectar su integridad en el tiempo.	Ilseng (2005); Nelson y Huff (2009); Darbe y Ravi (2010); Daneshy (2011); Ermila et al. (2013); Pavlock et al. (2014)
Secciones tubulares	Deben asegurar las presiones y ritmos de inyección de los fluidos para la estimulación hidráulica, manteniendo el costo de los pozos en valores óptimos.	Palisch et al. (2008); Teodoriu (2012)
Selección de puntos de estimulación hidráulica	Dividir el agujero dentro del yacimiento en zonas con etapas igualmente separadas es comúnmente considerada como la forma de elegir los puntos de iniciación de las fracturas, pero puede que no sea la manera óptima por la heterogeneidad del yacimiento. Se recomienda considerar para su diseño valores obtenidos de la composición del gas (mediante registros convencionales), de la estratigrafía (mediante herramientas LWD y MWD) y de la distribución de esfuerzos (a través de registros sónicos).	Waters et al. (2009); Baihly et al. (2010); Tollefsen et al. (2010); Ketter et al. (2006)

Parámetro	Especificaciones, relevancia y efecto	Referencias
Estimulación hidráulica secuencial o simultánea	La estimulación hidráulica secuencial puede considerar una etapa ácida de fracturamiento, apuntalamiento y lavado. La estimulación simultánea requiere monitorear continuamente el equipo, así como considerar baches más grandes.	Mutalik and Gilbson (2008); Waters et al. (2009); Olsen y Wu (2012); Wu y Olson (2013); Viswanathan et al. (2014)
Fluidos fracturantes	Los fluidos utilizados para crear las fracturas en el yacimiento y llevar el apuntalante pueden no ser óptimos para la formación. Las formulaciones base agua son las más comunes, pero también se consideran geles entrecruzados, fluidos asistidos por gas y fluidos híbridos. La elección depende de las características de las fracturas, la distancia en donde debe colocarse el apuntalante, el área de contacto disponible y las características del yacimiento.	Palisch et al. (2008); Britt et al. (2006); Britt y Schoeffler (2009); Vincent (2011); Montgomery (2013); McKenna (2014)
Aditivos	Los aditivos más comunes incluyen reductores de fricción, inhibidores de incrustaciones y secuestradores de impurezas. Otros aditivos especiales incluyen químicos para mejorar el flujo a través de los canales conductivos, recuperar agua y minimizar daños por el bloqueo de agua.	Kaufman et al. (2008); Holditch (1999)
Interacción entre las fracturas inducidas y naturales	Las fracturas naturales incluyen tanto a las que se encuentran abiertas como a las que están cerradas. Ambas impactan en el diseño de los tratamientos de estimulación hidráulica, la geometría de las fracturas y su complejidad.	Gale et al. (2007); Du et al. (2011); Aimene et al. (2014); Huang et al. (2014); Busetti et al. (2014); Smart et al. (2014); Weng et al. (2015)
Disparos	La eficiencia de su colocación incide directamente en la eficiencia de las etapas de la estimulación hidráulica, la longitud de la sección estimulada y la distancia de las etapas. Debe considerarse la densidad de los disparos y los tipos de cargas.	Wutherich y Walker (2012); Kraemer et al. (2014)
Apuntalante	El tipo y cantidad de apuntalante afectan directamente la capacidad de flujo de las fracturas. El apuntalante más común son arenas de varios tipos de especificaciones.	Cipolla et al. (2009); Olsen et al. (2009); Gillard et al. (2010); d'Huteau et al. (2011); Gao and Du (2012); McKenna (2014); Greff et al. (2014); Mata et al. (2015)
Fluidos de perforación	Deben utilizarse fluidos base aceite o agua en función de las características de los yacimientos.	McDonald (2012); Guo et al. (2012); Stephens et al. (2013); Young y Friedheim (2013)

Modificado de Zee Ma, 2016

Asimismo, Kennedy et al. (2012) presenta las siguientes prácticas de referencia para consideración en el diseño de una estimulación hidráulica en múltiples etapas en un yacimiento no convencional:

- Se ha encontrado que la distancia más adecuada entre las etapas de estimulación hidráulica debe ser entre uno y 1.5 veces la altura del yacimiento.
- Para optimizar las operaciones de estimulación hidráulica en agujero entubado, los disparos deben distribuirse con una densidad de 10.7 o 15.2 cargas por metro, dentro de la etapa correspondiente.
- Para facilitar la estimulación hidráulica en terminaciones con agujero entubado, la penetración efectiva recomendada de los disparos debe ser entre 0.3 a 0.6 m dentro del yacimiento.
- El número adecuado de fracturas por etapa debe encontrarse entre cuatro y ocho.
- El fluido fracturante depende del tipo de fluidos del yacimiento, por lo que se recomienda:

a. Para yacimientos de gas seco, un fluido base aceite o gel lineal.
b. Para yacimientos de gas y condensado o de líquidos, fluidos híbridos.
c. Para yacimientos de aceite con alta RGA, fluidos de cadenas cruzadas.

3.3 Producción

Una vez concluida la estimulación hidráulica, el pozo se limpia para recuperar la mayor cantidad posible del fluido fracturante y permitir la producción. Posteriormente, se instalan los árboles de válvulas en la superficie y los ductos para transportar los fluidos de los pozos a los equipos de separación y transporte, ***Figura III-17***.

Figura III-17 Cabezales de pozos productores de yacimientos en la Formación Marcellus

Ulrich, 2017

En una macropera, la producción recibe un tratamiento muy limitado, que se compone principalmente por separadores bifásicos, para separar gas y líquidos (aceite, condensados y agua) o trifásicos (si se producen líquidos en cantidades considerables). Estos equipos deben ser instalados con un equipo removedor de arena y herramientas para prevenir la posible obstrucción por el depósito de granos finos (Guarnone, et al., 2012). (***Figura III-18***)

Figura III-18 Equipo de producción en una macropera en la Formación Marcellus

Sobczak, 2018.

Además, es importante notar que durante la producción se generará una fracción considerable de agua proveniente del yacimiento, que debe ser tratada para su uso o almacenamiento (superficial o en el subsuelo). El costo total por el manejo del agua, incluyendo la construcción y operación de instalaciones que permitan su monitoreo y transporte, usualmente se encuentra entre 0.01 a 5 dólares por barril (Yang, 2016).

El desarrollo completo de unidades productoras en yacimientos no convencionales requiere de cientos de pozos y decenas de macroperas (Mancini, et al., 2011). En este sentido, el enfoque principal durante la producción es mantener la viabilidad del proyecto, ya que los pozos presentan producciones elevadas iniciales, pero declinan aceleradamente hasta llegar a valores casi marginales, que se mantienen durante periodos prolongados. Por esta razón, maximizar la recuperación de cada pozo es crucial para el éxito del proyecto.

3.3.1 Parámetros considerados en el modelo de desarrollo

La producción de los yacimientos no convencionales depende en gran medida de la posición del pozo en el yacimiento y de los parámetros operativos que mantenga (Miller et al., 2011; Baihly et al., 2010). Por esta razón, para incrementar la recuperación de hidrocarburos se deben optimizar continuamente las condiciones de operación de cada pozo y los diseños de los pozos que se perforarán en el futuro; por lo que el análisis de los datos de producción y la adquisición de registros deben considerarse en forma permanente como parte de la estrategia de desarrollo. Se ha observado que, por la heterogeneidad e isotropía de los yacimientos no convencionales, no optimizar el modelo de producción impacta de forma negativa en la eficiencia del desarrollo, llegando a provocar que más del 40% de las etapas fracturadas en cada pozo no contribuyan a la producción.

Las variables que deben ser actualizadas para optimizar el modelo de desarrollo son: la distribución de esfuerzos, complejidad estructural, fracturas naturales, porosidad, propiedades de los fluidos, presión, parámetros geomecánicos y posicionamiento de los pozos (Zee Ma, 2016). La ***Tabla III-4*** describe estos elementos en forma detallada.

Tabla III-4 Incidencia de los parámetros de los yacimientos no convencionales en el comportamiento de los pozos

Dominio	Parámetros y variables	Relevancia
Sistema petrolero y distribución de esfuerzos	Tipos de querógeno y COT, madurez térmica, propiedades de los fluidos, presión de poro y esfuerzos.	1. A mayor COT, mayor capacidad de generación de hidrocarburos. 2. La madurez es una medida de la conversión de querógeno a hidrocarburos. 3. El tipo de querógeno gobierna el tipo de fluido y calidad.
Estructura, estratigrafía, diagénesis y profundidad	Patrones de apilamiento, continuidad lateral y vertical del yacimiento, espesor neto, fallas y fracturas.	Posicionar los pozos en la mejor zona de la estructura permite un mayor contacto con las fracturas y, por ende, incide favorablemente en la productividad de los pozos.

Dominio	Parámetros y variables	Relevancia
Calidad del yacimiento y parámetros de flujo	Mineralogía, porosidad, saturación, permeabilidad de la matriz y de la fractura.	1. Mayores porosidades y saturaciones de hidrocarburos repercuten favorablemente en el volumen original en el yacimiento. 2. A mayor permeabilidad y fracturamiento en los yacimientos, mayor movilidad de fluidos y potencial de producción de los pozos.
Presión, temperatura y propiedades de los fluidos	Presión de poro, presión de sobrecarga, temperatura y mojabilidad de la roca	Incide en la perforación, cementación y productividad de los pozos, así como en el diseño de los equipos superficiales.
Perforación y terminación de los pozos	Posicionamiento del pozo, geonavegación, LWD, estimulación hidráulica	Mayor área de contacto entre el pozo y el yacimiento a través de las trayectorias de los pozos y las fracturas naturales e inducidas, tendrán un impacto favorable en el desarrollo de los campos petroleros.

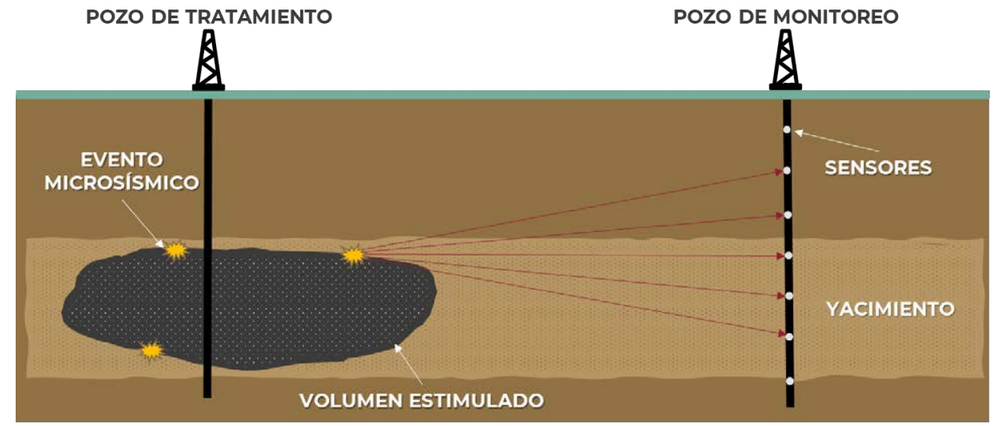
Modificado de Zee Ma, 2016

3.3.2 Monitoreo del fracturamiento con microsísmica

Los especialistas en estimulaciones hidráulicas utilizan modelos geomecánicos para planificar la posición inicial de las fracturas inducidas y predecir su propagación a través del yacimiento. Estos modelos requieren de información para que se puedan calibrar y, por lo tanto, resulten representativos. Derivado lo anterior, la microsísmica ha demostrado ser un mecanismo viable, ya que proporciona datos sobre la efectividad de las estimulaciones hidráulicas. (Schlumberger, Oilfield review 28, no. 2, 2016)

La microsísmica es una técnica que registra y localiza los eventos microsísmicos de baja magnitud, con frecuencias del orden de 0.1 a 10 kHz (kilohertz) como los que suceden durante las operaciones de estimulación hidráulica. Requiere de una fuente y un receptor, siendo la fuente las ondas generadas por la estimulación hidráulica y los receptores, los sensores instalados a través de un pozo cercano al pozo donde se lleva a cabo la estimulación hidráulica o instalados en la superficie, mismos que registran las ondas acústicas generadas (***Figura III-19***).

Figura III-19 Utilización de la microsísmica para el monitoreo de una estimulación hidráulica desde un pozo vertical



Modificado de Schlumberger, Oilfield review 28, no. 2, 2016

La microsísmica no es la única técnica para el monitoreo de la propagación de las fracturas, ya que en los últimos años se han utilizado trazadores radioactivos y químicos, herramientas basadas en la temperatura y registros de producción para proporcionar datos complementarios de los cambios producidos en el trayecto de los fluidos fracturantes como resultado de la estimulación hidráulica.

Quizás el uso más común de la microsísmica en el desarrollo de los yacimientos no convencionales es para generar mapas de extensión de las fracturas generadas, así como la evolución de los eventos microsísmicos. Estos mapas proporcionan información valiosa relacionada con las variaciones de la deformación y los esfuerzos presentes en el yacimiento y las formaciones adyacentes. Otra utilidad importante es para guiar las decisiones asociadas con los tratamientos de estimulación durante su ejecución, ya que, si los eventos microsísmicos indican un crecimiento indeseado de las fracturas o la activación de fallas, los Operadores Petroleros pueden optar por interrumpir las operaciones.

3.3.3 Tratamientos de reestimulación hidráulica

Un pozo al que se le ha dado un tratamiento de estimulación hidráulica puede ser reestimulado aplicando de nuevo el mismo proceso.

Volver a estimular hidráulicamente un yacimiento puede ser mucho más económico y benéfico que perforar nuevos pozos. Las principales razones para hacerlo incluyen (Vincent, 2010; Moore and Ramakrishnan, 2006):

1. Que la estimulación hidráulica inicial hubiera sido ineficiente para desarrollar fracturas complejas, resultando en bajos gastos de producción en zonas técnicamente favorables.

2. Que las fracturas menores y las microfracturas no se encontraron apuntaladas, y los ritmos de extracción declinaran después de haber tenido una producción inicial elevada.

El problema de reestimular es que no todos los pozos logran que este tratamiento sea rentable. Por ejemplo, algunos pueden haber producido la mayor cantidad de los recursos recuperables en la primera etapa de estimulación hidráulica, mientras que otros aún pueden tener volúmenes asociados. Por esta razón, es importante conocer la calidad del yacimiento, la eficiencia de la terminación y las condiciones operativas de producción para identificar pozos candidatos a ser reestimulados (Zee Ma, 2016).

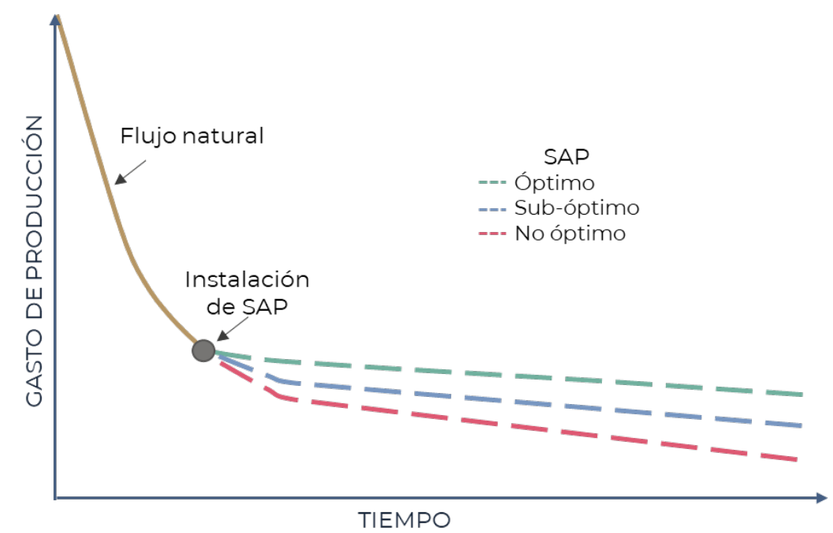
Reestimular puede restaurar la productividad de los pozos a valores cercanos al original, extendiendo la vida productiva de los pozos; también puede alterar la distribución de los esfuerzos del yacimiento, crear nuevas fracturas, reabrir o alargar fracturas existentes, incrementar la conductividad, reactivar fracturas naturales, reacomodar el apuntalante de las fracturas y/o represurizar un pozo existente (Jacobs, 2015).

3.3.4 Sistemas artificiales de producción

Los sistemas artificiales de producción son equipos que se instalan en el interior de un pozo y que agregan energía a la columna de petróleo y/o gas, con el objetivo de iniciar y/o mejorar la producción de dicho pozo.

En muchos yacimientos no convencionales, pese a que la producción inicial es elevada por la estimulación hidráulica, el uso de sistemas artificiales de producción puede ser considerado como una herramienta para mitigar el ritmo de declinación acelerado de los pozos (Syed, 2020; Lane y Chakshi, 2014). Por lo que, identificar el mejor enfoque, el tipo de sistema artificial, el momento y la configuración ideales para implementarlos en la vida útil del pozo, se convierte en un gran desafío. La ***Figura III-20*** muestra la importancia de instalar un sistema artificial apropiado, desde el punto de vista técnico, así como oportunamente durante la vida productiva del pozo.

Figura III-20 Impacto del sistema artificial de producción en la vida productiva de un pozo productor de un yacimiento no convencional



Adaptada de Pankaj et al., 2018

Se ha observado que, durante el primer año posterior a la terminación y estimulación hidráulica, existe una fuerte caída de producción de alrededor del 40 y 80 % en pozos de yacimientos no convencionales (Pankaj et al., 2018). Por lo que, en cierto punto durante la vida productiva de un pozo, utilizar un sistema artificial se vuelve necesario para permitir que la producción de los pozos se lleve a cabo de manera rentable.

Con el fin de extender la vida productiva e incrementar la producción de un pozo, existen dos principales categorías de sistemas artificiales: sistemas de bombeo y sistemas neumáticos. Es importante destacar que, los sistemas artificiales que se utilizan en la extracción de hidrocarburos para los yacimientos no convencionales son los mismos que se utilizan para los yacimientos convencionales.

En este sentido, los sistemas artificiales más utilizados en el mundo son: bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas, bombeo electrocentrífugo, bombeo neumático, émbolo viajero y bombeo hidráulico. La selección de uno de ellos dependerá, entre muchos factores, del tipo de hidrocarburo a producir, la trayectoria del pozo (vertical, desviado u horizontal), la temperatura y presión en el fondo, la producción de sólidos, etc.

Hoy en día, aproximadamente al 40% de los pozos terminados en yacimientos no convencionales se les instala el bombeo neumático como sistema artificial de producción, al 36 % bombeo electrocentrífugo, al 13% bombeo mecánico, al 7% émbolo viajero mientras que al 4% restante bombeo hidráulico tipo jet (Zhao et al., 2018).

3.3.5 Manejo de agua

El manejo del agua durante el desarrollo de recursos no convencionales es una tarea importante para la extracción de hidrocarburos (Kang et al., 2015; Li et al., 2015; Lutz et al., 2013). Esto incluye adquisición de agua, mezcla con químicos y aditivos, inyección de la mezcla de fluidos en pozos letrina y manejo de agua. La provisión y reciclaje del agua utilizada en la estimulación hidráulica y manejo, tratamiento y disposición del agua producida puede crear una carga de costos significativa.

La implementación de técnicas efectivas para el manejo de agua en las formaciones productoras de hidrocarburos requiere entender las características del yacimiento, volúmenes producidos, hidrogeología, diseño de ingeniería y consideraciones ambientales (Lane y Peterson, 2014). La estimulación hidráulica en múltiples etapas requiere de cantidades importantes de agua mezclada con arena y químicos para estimular el yacimiento, por lo que se han desarrollado diversas técnicas y tecnologías para maximizar su aprovechamiento y rentabilizar su manejo. Esto último es muy importante por el impacto social del uso del agua (Taylor, 2014).

3.4 El valor de la información en la cadena de valor

El desarrollo de los yacimientos no convencionales resulta más caro y operativamente más intensivo que los proyectos convencionales, y también requiere de un nivel de experiencia mayor. En este sentido, el valor de la información, dadas las brechas limitadas para su adquisición, se vuelve más relevante.

La adquisición de información ocurre, como en los proyectos convencionales, a través de etapas de exploración, evaluación y desarrollo. De esta manera, durante la etapa de exploración, se perforan pozos verticales (de dos a cinco) para comprobar la presencia y posible recuperación de hidrocarburos. Posteriormente, como parte de la evaluación, normalmente se perforan entre 10 y 15 pozos verticales más para caracterizar los yacimientos, examinar la distribución de las fracturas naturales y evaluar la viabilidad económica del desarrollo (Speight, 2013). En ocasiones, dependiendo de la extensión del campo y la calidad de la roca, se pueden perforar más pozos para reducir la incertidumbre y robustecer las evaluaciones técnicas y económicas.

Una vez que las propiedades han sido definidas, y se ha establecido un nivel de conocimiento base, se comienza con el desarrollo, por lo que se implementa un programa de perforación horizontal, con localizaciones y diseños específicos para la formación, este programa generalmente incluye un número muy elevado de pozos.

3.5 Impacto económico

El desarrollo de los yacimientos no convencionales requiere de una cadena de suministros eficiente, que permita reducir costos y acelerar las diferentes etapas asociadas. En este sentido, se señala que el impacto económico de estos desarrollos beneficia directa e indirectamente a diversos sectores.

En 2012, Loomis presentó un estudio donde estimó los efectos directos, indirectos e inducidos por el desarrollo de los yacimientos no convencionales en Illinois, EUA, considerando el derrame económico y los empleos generados. En este estudio, consideró tres posibles escenarios de trabajo:

1. Con actividad física baja, donde consideró la incorporación de 200 pozos por año;

2. Con actividad física media, con un volumen de trabajo de 400 pozos por año, y

3. Con actividad física alta, con un volumen de trabajo de 1,360 pozos por año.

Los pozos se clasificaron de acuerdo con su contenido local de la inversión, registrando aquellos con 10 %, 50 % y 90 %. Los resultados obtenidos se presentan en la ***Tabla III-5***.

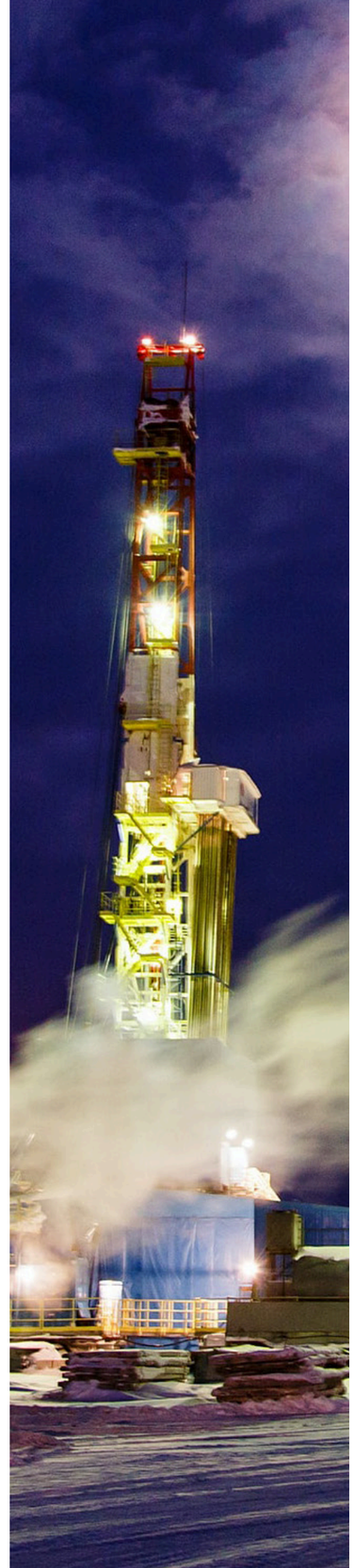


Tabla III-5 Potencial de creación de empleos en Illinois, por el desarrollo de yacimientos no convencionales de la Formación New Albany.

Efectos	Contenido local					
	10%		50%		90%	
	Empleos nuevos	Impacto económico (MMdls)	Empleos nuevos	Impacto económico (MMdls)	Empleos nuevos	Impacto económico (MMdls)
Escenario bajo						
Directo	602	140	3,012	700	5,422	1,260
Indirecto	111	24.2	555	121	999	217.8
Inducido	320	43.6	1,600	217.8	2,881	392
Total	1,033	207.8	5,167	1,038.8	9,302	1,869.8
Escenario medio						
Directo	1,204	280	6,024	1,400	10,884	2,520
Indirecto	222	48.4	1,110	242	1,999	435.6
Inducido	640	87.1	3,201	435.6	5,762	784
Total	2,066	415.5	10,335	2,077.6	18,645	3,739.6
Escenario alto						
Directo	3,064	712	15,319	3,560	27,575	6,408
Indirecto	564	123.1	2,824	615.3	5,804	1,107.6
Inducido	1,628	221.5	8,139	1,107.6	14,651	1,993.7
Total	**5,256**	**1,056.6**	**26,282**	**5,282.9**	**48,030**	**9,509.3**

Loomis, 2012

Otros ejemplos son el *play* Marcellus, el cual trajo la creación de 44,000 nuevos empleos en 2009 (Considine, Watson y Blumsack, 2011) y el *play* Eagle Ford, que ha generado 47,000 empleos con pago de salarios y beneficios por 3.1 MMMdls en 2011, además de un impacto económico en 2012 de 25 MMMdls, mientras que para el año 2021 este mismo *play* generaría 116,972 empleos.

3.6 Impacto ambiental

La perspectiva de los diferentes países con respecto a los yacimientos no convencionales, la estimulación hidráulica y otras tecnologías de extracción es muy distinta (Zee Ma, 2016). En muchos casos, debido al potencial económico y energético, se les considera como parte de su estrategia de seguridad nacional (Zuckerman, 2013; Maugeri, 2013; Kerr, 2010), y en otros, se prioriza el impacto ambiental percibido asociado a su desarrollo (Prud'homme, 2014; Wilber, 2012).

Al analizar cualquier sector, es importante considerar toda la cadena de valor. A manera de ejemplo, el uso de paneles solares produce un impacto ambiental bajo, pero hay que considerar el impacto ambiental de su fabricación y el de deshecho al final de la vida útil. Es también importante considerar las consecuencias colaterales del uso de cualquier tecnología, por ejemplo, los paneles solares de color negro contribuyen al calentamiento global al convertir parte de la energía absorbida en calor y no solo en electricidad.

En esta sección se presentan algunos aspectos ambientales asociados a la producción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales que se han estudiado con base en la experiencia en los países productores. Es importante en este caso destacar la seguridad de las operaciones de extracción de yacimientos no convencionales.

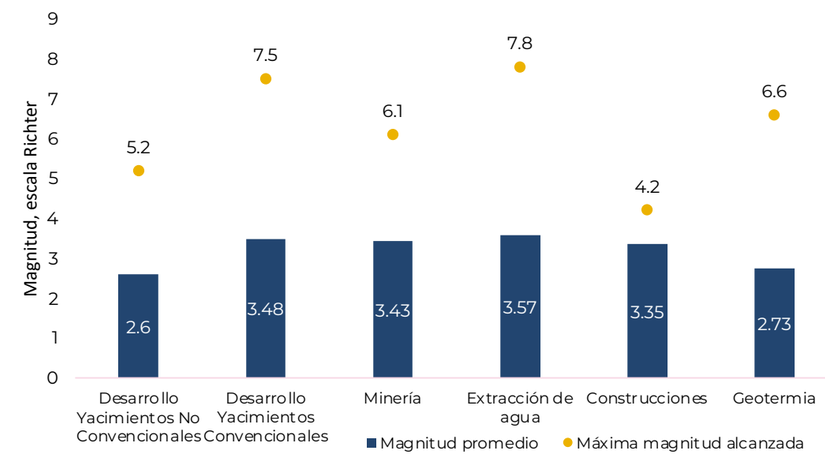
Además, se discuten creencias generalizadas de que estas actividades inducen alta sismicidad y contaminan las cuencas de aguas someras usadas para el consumo humano, y que son solo opiniones parcialmente correctas.

3.6.1 Sismicidad inducida

Durante mucho tiempo se ha tenido la creencia de que la estimulación hidráulica en múltiples etapas es una técnica que provoca sismicidad inducida en escalas dañinas. Sin embargo, esta postura no es totalmente cierta. Si bien, existen estudios que indican que el nivel de sismicidad ha incrementado en los últimos años por efecto del desarrollo de yacimientos no convencionales, también se ha observado que los movimientos asociados a esta actividad son de baja intensidad y no suelen ser percibidos por los sistemas de alerta sísmica (HiQuake, 2019).

Muchas otras actividades humanas tienen mayores índices de sismicidad inducida como se ve en la ***Figura III-21***.

Figura III-21 Magnitud promedio observada de sismos ocasionados actividades humanas



HiQuake, 2019

Además, se ha observado que la inyección de agua realizada para la estimulación hidráulica no es la causa de los sismos, ya que la presión que esta ejerce es solo en volúmenes limitados de roca, que por lo regular mantiene un radio de influencia limitado a decenas de metros, con pocas horas de duración. Por otro lado, se ha identificado que el factor desencadenante de los sismos ocurre después de que se ha fracturado la roca, cuando el agua es desechada por medio de pozos de inyección.

Como mejores prácticas, se han identificado las siguientes medidas, que pueden ayudar a disminuir la probabilidad de que ocurra un sismo al momento de la inyección del agua, como:

- No inyectar agua en donde se tengan fallas activas o fallas en una formación deleznable.
- Instalar sistemas de monitoreo en caso de que exista el riesgo de que al inyectar el agua se produzca un movimiento sísmico.
- Tener protocolos para modificar la forma de operar en caso de que se estén induciendo los sismos.
- Si los sismos inducidos poseen una magnitud riesgosa, se debe estar preparado para reducir la cantidad de agua inyectada o en su caso, el abandono del pozo.

3.6.2 Protección de mantos acuíferos

Para asegurar la funcionalidad del pozo y evitar intercambio de fluidos entre las formaciones, habrá que recordar que la estimulación hidráulica se hace en profundidades superiores a 1,500 m, mientras que los acuíferos se encuentran en profundidades más someras.

La parte vertical del pozo debe ser aislada, dado que cruza los mantos acuíferos, por lo que se aíslan por medio de una cementación de tuberías de revestimiento a través de diversas etapas de acuerdo con el diseño del pozo, estas medidas reducen la posibilidad de que existan daños a los mantos acuíferos.

El proceso en términos básicos consiste en introducir una tubería de revestimiento cuya finalidad es minimizar los problemas de derrumbes en las formaciones someras. La siguiente etapa es introducir una tubería de revestimiento conocida como superficial que debe ser cementada en toda su longitud. Su función es aislar el pozo de los acuíferos superficiales y de las formaciones deleznables. Posteriormente se coloca otra tubería de revestimiento conocida como intermedia, por lo general de mayor longitud que la superficial, se puede cementar en toda su longitud y su función es aislar el pozo de las formaciones perforadas. Por último, se introduce la tubería de explotación la cual entra en contacto con la formación productora de manera horizontal.

Posteriormente se inyecta agua con compuestos surfactantes, que son agentes químicos que favorecen el flujo del hidrocarburo y evitan que se quede en el subsuelo, cuando el líquido inyectado llega a ejercer presión suficiente, las lutitas se fracturan creando caminos para que el gas y el petróleo puedan salir, liberando la presión, lo primero que sale del pozo es el agua utilizada con los químicos surfactantes y con un tratamiento se puede reutilizar en el siguiente pozo. Finalmente de esto se produce el petróleo.

La probabilidad de que una fractura se extienda desde el pozo a un acuífero es de menos del 1%, por lo que las mejores prácticas de la industria sugieren que los desarrollos petroleros someros consideren que la distancia entre un pozo y un acuífero sea de al menos 600 m.

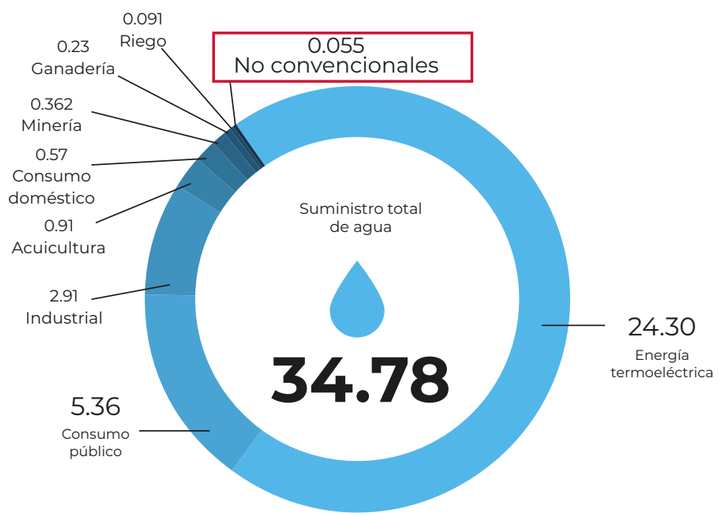
3.6.3 Uso racional del agua

La estimulación hidráulica utiliza fluidos fracturantes elaborados con agua, la cual puede provenir de diferentes fuentes:

- Para evitar problemas de abastecimiento en cuerpos de aguas superficiales, la tasa de recolección debe ser menor que la tasa de precipitación, evitando así una alteración del ecosistema de la región.
- Las aguas subterráneas se manejan de forma diferente, los cuerpos de agua dulce son regularmente para consumo humano, por lo que es mejor una opción con mayor salinidad. Se debe tener cuidado con el volumen y la velocidad a la que ocurre la extracción del agua ya que se podría tener escasez del líquido sobre todo en zonas áridas donde el recurso es limitado o generar eventos de subsidencia (hundimiento).
- Las fuentes adicionales de suministro deben ser consideradas como opciones, únicamente cuando sea posible cubrir el gasto necesario sin afectar a la población. Esta debe ser prioridad junto con todas sus actividades (como la agricultura y ganadería, por citar algunas) antes de la actividad de estimulación hidráulica.
- Es posible utilizar agua tratada proveniente del agua residual de la industria, de aguas de alcantarillado o agua de flujo de retorno y producida por otros pozos. La limitante de esta fuente es el aspecto económico, puesto que tratar el agua puede ser un procedimiento costoso. Además se requieren tener plantas con la capacidad de tratar grandes volúmenes de agua.

Por ejemplo, en los yacimientos de la Formación Marcellus, uno de los desarrollos más grandes de EUA, se observa que el consumo de agua para la estimulación hidráulica en múltiples etapas representa menos del 0.1% del consumo total de Pennsylvania (lugar donde se ubica Marcellus), ***Figura III-22***.

Figura III-22 Consumo diario de agua en Pennsylvania (MMM litros/día)



Davies et al, 2021

3.6.4 Protección del suelo

Existe la percepción de que en el desarrollo de los yacimientos no convencionales se requiere de una gran superficie de terreno. Sin embargo, el impacto está relacionado al manejo del equipo que se utiliza durante la estimulación hidráulica, el cual es transportado por una cantidad grande de tráileres pesados, que requieren caminos de acceso. Es importante evitar el daño a la flora y fauna del lugar y una erosión substancial del suelo, por lo que deben planearse de manera correcta y eficaz dichas rutas de acceso temporales.

La estimulación hidráulica en múltiples etapas utilizada en pozos horizontales, también se considera un agente de erosión de suelo, sin embargo, se estima que tres o cuatro pozos verticales pueden ser reemplazados con un pozo horizontal y solo 3.03 hectáreas de terreno serían perturbadas por cuatro pozos de una macropera. Por el contrario, si se usaran pozos verticales para acceder a los mismos recursos, se necesitarían 10 veces más (31.1 hectáreas) de terreno (CNH, 2017).

3.6.5 Mitigación de la contaminación del aire y por ruido

Ya sea en la etapa de estimulación hidráulica o en la de flujo de retorno, existe la posibilidad de que se liberen distintos contaminantes al aire entre los que se puede tener metano, óxidos de nitrógeno, óxidos de carbono y materia proveniente de la formación fracturada. Esta contaminación se puede evitar captando el gas producido por la formación y usando equipos y transportes de bajas emisiones.

Se pueden utilizar diferentes formas de prevenir o remediar de forma rápida y eficaz este tipo de contaminación, por ejemplo, el uso de cámaras infrarrojas en el campo para identificar visualmente cualquier fuga de hidrocarburos y así poder repararlos rápidamente.

También se pueden instalar tanques de separación “flash” que requieran el uso de deshidratadores. Estos pueden recuperar del 90% al 99% del metano que sin esto sería quemado o venteado a la atmósfera (CNH, 2017).

La estimulación hidráulica utiliza para su operación una fuerte cantidad de bombas de alta potencia. Para mitigar los ruidos se recomienda colocar diversas barreras de sonido y silenciadores para dichas bombas y así reducir en cierto grado este efecto (CNH, 2017), dado que el ruido puede convertirse en un problema especialmente cuando existe una población cercana a una zona donde se lleva a cabo la estimulación hidráulica, o si este perturba el ambiente natural de la fauna local.

Sin embargo, no existe regulación en ningún país para suspender o evitar la estimulación hidráulica en una zona debido a este tipo de perturbaciones, es decir que no ha sido considerado de importancia.

3.6.6 Manejo de residuos

El fluido fracturante que se utiliza en la estimulación hidráulica regresa a la superficie, trayendo consigo químicos residuales además de otros componentes procedentes de la formación. Este fluido junto con el agua producida se trata ya sea para reciclaje, reúso o para su disposición final. Para evitar llevar el fluido hacia un pozo de inyección, este puede ser almacenado en tanques y destilado ya sea mediante una unidad móvil o en una planta.

La inyección en pozos profundos es un método de disposición final, estos pozos están conectados a formaciones geológicamente aisladas. Se debe tener una regulación adecuada para estos métodos y evitar que el fluido inyectado migre hacia otra formación que se pueda ver afectada, también evitar su inyección en formaciones que no tengan fallas activas o que se encuentren bajo grandes esfuerzos. Se pueden utilizar pozos agotados como pozos letrina.

3.6.7 Seguridad en el trabajo

Un aspecto muy importante de cualquier sector es la evaluación de la seguridad en el trabajo, existen sectores que muchos años han sido de alto riesgo para los trabajadores como la minería, especialmente la extracción del carbón, la construcción de edificios y puentes de gran altura o la fabricación de productos químicos para la agricultura en donde el proceso en la seguridad en el trabajo ha sido lenta. En el caso de la extracción de petróleo y gas de los yacimientos no convencionales, el índice de seguridad industrial es alto por la fuerte regulación que se le ha impuesto desde su inicio.

Es muy importante destacar que toda actividad humana tiene un impacto sobre el ambiente y un riesgo para el trabajador, la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales es una actividad que tiene menos impacto que muchas otras actividades industriales de construcción de infraestructura como la minería, la ganadería o la construcción de presas, etc. (***Figuras III-21*** y ***III-22***).

Además, debido a que esta actividad es relativamente reciente se han desarrollado de manera paralela técnicas avanzadas para mitigar los efectos al ambiente e incrementar la seguridad en el trabajo a diferencia de otras industrias más antiguas como la minería.

3.7 Conclusiones

Para descubrir un yacimiento no convencional se requiere del análisis integrado de una gran cantidad de elementos; porosidad, madurez térmica, entre otros. La etapa de exploración permitirá crear un modelo del sistema petrolero, que será cada vez más cercano a la realidad a medida que se obtiene más información, logrando poder pasar a las etapas de desarrollo y extracción.

Los yacimientos no convencionales requieren de tecnologías especiales para que su desarrollo y extracción pueda llevarse a cabo de manera óptima. En el caso de los yacimientos tight se requiere de estimulación hidráulica para que su producción pueda darse de manera rentable. Por otro lado, en los yacimientos en lutitas, es necesario estimular hidráulicamente para que puedan iniciar producción.

Dado que la extracción de este tipo de yacimientos requiere de grandes cadenas de suministro, su desarrollo ha dejado grandes derramas económicas en las regiones donde existen estos recursos, generando un impacto económico positivo. Por otro lado, si bien es posible que existan afectaciones ambientales y una preocupación por el uso de agua en su desarrollo, esto puede ser minimizado aplicando las mejores prácticas internacionales y garantizando que el marco normativo incluya la aplicación de tecnología de punta que reduzca la huella ambiental e hídrica. Así mismo, el impacto existente ha sido demostrado menor que el ocasionado por el desarrollo de actividades de otras industrias (***Figuras III-21 y III-22***).

IV. Yacimientos de Petróleo y Gas en Lutitas en México

En este capítulo se describe la situación actual de los yacimientos no convencionales en México, analizando:

- Su marco normativo
- Su ubicación y naturaleza
- Su potencial económico
- La infraestructura existente para recolectar y transportar los productos
- La infraestructura existente para la comunicación terrestre
- La disponibilidad de agua
- El desarrollo de proyectos

Dado que la mayor parte de la información existente en México acerca de los yacimientos no convencionales corresponde a los yacimientos no convencionales en lutitas, a partir del punto 4.2, el énfasis será en este tipo de yacimientos. Los yacimientos *tight*, aunque muy abundantes, no han sido estudiados de la misma manera y se requiere mayor exploración para caracterizarlos y cuantificarlos.

El análisis de este capítulo demuestra que México posee una gran cantidad de recursos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en lutitas, principalmente en el noreste del país, cuyo potencial económico no ha sido desarrollado. Se requiere de mayor inversión y exploración, pero la oportunidad para contribuir a la producción de petróleo y gas en la nación es evidente y contribuirá al crecimiento del país y al fortalecimiento de su soberanía reduciendo la dependencia del producto importado.

4.1 Marco normativo para la exploración y extracción en yacimientos no convencionales

El marco normativo actual[14] (diciembre 2013) considera dos instrumentos jurídicos mediante los cuales se pueden llevar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país, estos son:

1. Asignaciones otorgadas a empresas productivas del Estado; y
2. Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos celebrados entre el Ejecutivo Federal, mediante la CNH, y empresas particulares o la empresa productiva del Estado.

Aunado a esto también se establece la coordinación que debe existir entre las diversas autoridades del sector energético (entre las que se incluyen[15] a la SENER, la CRE, la CNH y la ASEA), conforme a sus ámbitos de competencia y atribuciones (los cuales se describen en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, publicadas en agosto de 2014).

De esta manera, es importante señalar que en México se han realizado esfuerzos importantes para desarrollar un marco normativo para el desarrollo de los yacimientos no convencionales, considerando:

1. La política energética
2. Las actividades de exploración y extracción
3. La seguridad industrial
4. El uso de agua
5. La protección ambiental y social
6. El manejo de residuos

[14] Se incluye el **Anexo 1** para explicar con mayor detalle el marco normativo de México considerado para este documento.
[15] En lo relativo al desarrollo de yacimientos en lutitas y en forma sintética, la SENER es la responsable, entre otras cosas, de conducir la Política Energética del país; la CNH lo es de regular, instrumentar y supervisar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; y la ASEA (en adelante, Agencia) de realizar actividades de regulación y supervisión para proteger a las personas, medio ambiente e instalaciones del sector petrolero. Los Operadores (Asignatarios y Contratistas), durante la ejecución de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, están obligados a cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que emitan las Secretarías de Energía, de Hacienda y Crédito Público, la CNH y la Agencia, en el ámbito de sus competencias (en el Anexo 1 se incluye una síntesis de la normativa de interés).

La ***Tabla IV-1*** incluye algunos de los elementos que se consideran son de mayor relevancia para el marco normativo del desarrollo de yacimientos no convencionales, que deben ser observados y atendidos por los Operadores Petroleros, especificando el Organismo o Dependencia responsable. Es importante señalar que dicha tabla solo brinda un panorama general, y que existen otras disposiciones asociadas específicas que deben ser consideradas.

Tabla IV-1 Elementos relevantes del marco normativo relacionados con el desarrollo de yacimientos no convencionales

Organismo / Dependencia	Instrumento / Normatividad
SENER	Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
	Plan Quinquenal SISTRANGAS.
	Disposiciones administrativas de carácter general sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético.
CNH	Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos
	Lineamientos de perforación de pozos.
	Lineamientos para el análisis y evaluación de los Recursos Prospectivos y Contingentes de la Nación y del proceso exploratorio y su seguimiento.
	Disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
SEMARNAT	NOM-080-SEMARNAT-1994.
	NOM-001-SEMARNAT-1996.
	NOM-004-SEMARNAT-2002.
	NOM-115-SEMARNAT-2003.
	NOM-143-SEMARNAT-2003.
	NOM-052-SEMARNAT-2005.
	NOM-116-SEMARNAT-2005.
	NOM-117-SEMARNAT-2006.
	NOM-149-SEMARNAT-2006.
	PROY-NOM-153-SEMARNAT-2006.
	NOM-161-SEMARNAT-2011.

Organismo / Dependencia	Instrumento / Normatividad
ASEA	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen 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.
	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la autorización, aprobación y evaluación del desempeño de terceros en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente del Sector Hidrocarburos.
	NOM-EM-005-ASEA-2017
CONAGUA	Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
	NOM-011-CONAGUA-2015.
	NOM-004-CONAGUA-1996.
	NOM-003-CNA-1996.

Elaboración propia, 2020

Finalmente, las autoridades de manera constante actualizan la regulación, con el fin de contar con un marco normativo que refleje las mejores prácticas en la industria, en sintonía y congruencia con los mandatos contenidos en las leyes relacionadas.

4.2 Exploración y evaluación de las formaciones geológicas en lutitas

Las actividades de exploración y evaluación desarrolladas en México para yacimientos no convencionales en lutitas consisten en estudios geofísicos, geológicos y en la perforación de pozos exploratorios. La información que se presenta en esta sección se basa en los resultados obtenidos principalmente a través de Pemex, y después de 2014, a través de las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) y, de los Planes de Exploración de los Operadores Petroleros.

4.2.1 Provincias geológicas en México

Podemos entender una provincia geológica como un área de la superficie de centenares a millones de kilómetros cuadrados, que se caracteriza por su litología, la estructura que posee y por una serie de eventos que denoten una historia evolutiva diferente a las áreas adyacentes. Las provincias geológicas se diferencian entre ellas por tener límites estratigráficos, tectónicos o ambos (Ortega et al., 1992). (como se muestra en la ***Figura IV-1***)

Figura IV-1 Provincias geológicas

1	Golfo de California
2	Batolito de Juárez-San Pedro Mártir
3	Complejo Orogénico de Cedros
4	Sonora
5	Chihuahua
6	Faja Volcánica de La Sierra Madre Occidental
7	Plataforma del Burro-Picachos
8	Sabinas
9	Vizcaíno-La Purísima-Iray
10	Cinturón Plegado de La Sierra Madre Oriental
11	Plataforma de Coahuila
12	Faja Volcánica de La Giganta
13	Parras-La Popa
14	Alto de Tamaulipas
15	Complejo Orogénico Zacatecano
16	Tampico-Misantla
17	Complejo Plutónico de La Paz
18	Plataforma de Yucatán
19	Cinturón Extensional Quetzalcoatl
20	Plataforma Valles-San Luis Potosí
21	Salina del Bravo
22	Trinchera Mesoamericana
23	Cinturón Plegado de La Sierra Madre Oriental
24	Cinturón Plegado Perdido
25	Batolito de Jalisco
26	Faja Volcánica Transmexicana
27	Pilar Reforma-Akal
28	Complejo Vulcano-Sedimentario de Guerrero y Colima
29	Cinturón Plegado Catemaco
30	Veracruz
31	Cinturón Plegado de La Sierra Madre Oriental
32	Macuspana
33	Guerrero-Morelos
34	Tlaxiaco
35	Deltaica de Sonora-Sinaloa
36	Plataforma de Magdalena-cedros
37	Burgos
38	Complejo Metamórfico Mixteco
39	Complejo Volcánico de Los Tuxtlas
40	Faja Metavolcánica Cuicateca
41	Cinturón Plegado de Chiapas
42	Complejo Metamórfico Zapoteco
43	Complejo Metamórfico Xolapa
44	Batolito de Chiapas
45	Tehuantepec
46	Cinturón Vulcano-Sedimentario de Sinaloa
47	Abisal del Golfo De México
48	Salina del Istmo
49	Escarpe de Campeche
50	Cordilleras Mexicanas

Elaboración propia con información de CNH, 2022

4.2.2 Provincias petroleras

De las 50 provincias geológicas de México, se tienen 12 identificadas con condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos, a estas se les conoce como provincias petroleras. (***Figura IV-2***)

Figura IV-2 Provincias petroleras

Elaboración propia con información de CNH, 2022

De acuerdo con los estudios geológicos y geoquímicos disponibles, se considera que existen condiciones favorables para realizar actividades de exploración y extracción en los yacimientos no convencionales en lutitas del Jurásico Superior y Cretácico Superior de las siguientes provincias petroleras como se muestra en la ***Figura IV-3***: (1) Sabinas, (2) Plataforma Burro-Picachos, (3) Burgos, (4) Tampico-Misantla y (5) Veracruz (Escalera y Hernández, 2010).

Figura IV-3 Provincias petroleras donde se ha identificado potencial para la exploración y extracción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales en lutitas

Elaboración propia con información de CNH, 2022

Existen otras provincias (***Figura IV-2***) donde pudiera haber condiciones apropiadas, de potencial medio-bajo, como son: Vizcaíno-La Purísima-Iray, el Golfo de California, Chihuahua, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Sureste, Cinturón Plegado de Chiapas y Plataforma de Yucatán y el Golfo de México Profundo, pero aquí no se ha hecho suficiente exploración que compruebe la existencia de recursos no convencionales.

Provincia de Sabinas

La provincia petrolera de Sabinas se localiza en el Noreste de México, al centro del estado de Coahuila y occidente de Nuevo León, con un área aproximada de 42,995.8 km². Produce gas seco no asociado, con rocas generadoras identificadas de edad Jurásico Superior Titoniano, en la Formación La Casita, y en menor proporción de rocas del Cretácico Inferior Aptiano y Cretácico Superior Turoniano, en las Formaciones La Peña e Eagle Ford, respectivamente (Román y Holguín, 2001). (***Figura IV-4***)

Figura IV-4 Provincia de Sabinas

Elaboración propia con información de CNH, 2022

En México, la Formación productora en EUA denominada Eagle Ford continua en las provincias de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos con este mismo nombre. Con la misma litología, pero separada geográficamente, es la Formación Agua Nueva localizada en Tampico-Misantla.

El origen de la Cuenca de Sabinas se relaciona con procesos de apertura (rift) del Golfo de México en la era Mesozoica, desarrollada entre dos bloques de basamento (rocas que no generan yacimientos y que se encuentran debajo de las que sí poseen las características para generarlos) que sufrieron un levantamiento y que son denominados Península de Tamaulipas y Bloque de Coahuila. El material depositado en la cuenca corresponde con sedimentos marinos, los cuales fueron plegados y deformados posteriormente en el evento geológico de formación de montañas (orogénesis) que en México generó los cinturones de Chihuahua-Coahuila y la Sierra Madre Oriental, conocido como la orogenia Laramide, en el Cretácico Superior-Paleógeno (Chávez, G. et al., 2009; Eguiluz, 2001).

En yacimientos convencionales la Cuenca de Sabinas es productora de gas. En yacimientos no convencionales en lutitas se tienen recursos estimados del orden de 55.10 MMMMpc de gas seco.

Para comprobar el potencial, Pemex perforó un pozo exploratorio con objetivo no convencional confirmando la continuación del *play* Eagle Ford de Texas. El pozo horizontal Percutor-1, concluido en marzo 2012, produjo gas seco desde una profundidad de 3,330 – 3,390 m. La producción inicial fue de 2.17 MMpcd de gas.

Provincia de Burro-Picachos

La provincia petrolera de la Plataforma Burro-Picachos cubre gran parte de las regiones norte de los estados de Coahuila y Nuevo León, con una extensión aproximada de 51,089 km², ubicándose en forma adyacente a la Cuenca de Sabinas, hacia la porción noreste de la Paleo-península de Tamaulipas. (***Figura IV-5***)

Figura IV-5 Provincia de Burro - Picachos

Elaboración propia con información de CNH, 2022

La Paleo-península de Tamaulipas permaneció emergida hasta el Cretácico Superior Aptiano, donde procesos de subsidencia (hundimiento) e incremento relativo del nivel del mar la inundaron con sedimentos marinos que dieron lugar al desarrollo de plataformas carbonatadas, como la Plataforma Burro-Picachos (González-Sánchez et al., 2007; Antuñano, 2001).

En yacimientos convencionales, esta provincia es productora de gas seco no asociado, con rocas generadoras de edad Cretácico Superior Turoniano, en la Formación Eagle Ford (Román y Holguín, 2001).

En los yacimientos no convencionales en lutitas el potencial estimado para esta provincia es de 0.6 MMMb de aceite, 6.6 MMMMpc de gas húmedo y 5.3 MMMMpc de gas seco.

En el periodo 2012-2013 Pemex perforó seis pozos con objetivo exploratorio en las lutitas de Eagle Ford, de los cuales tres descubrieron gas y condensado y dos de gas seco.

Provincia de Burgos

La provincia petrolera de Burgos está ubicada en el noreste de la República Mexicana, entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León, extendiéndose costa afuera hacia la plataforma continental. Esta cuenca cubre una superficie aproximada de 73,800 km², desde Piedras Negras en el norte hasta la costa de Tamaulipas en el sur. (**Figura IV-6**)

Figura IV-6 Provincia de Burgos

Elaboración propia con información de CNH, 2022

El origen de la Cuenca de Burgos se encuentra relacionado con la apertura del Golfo de México en el Mesozoico desde el Jurásico Medio y con el margen continental pasivo durante el Cretácico, que se caracteriza porque en el límite entre el continente y el océano no se producen colisiones, lo que favorece el continuo aporte de sedimentos. Para el Cenozoico, su evolución está relacionada con el desarrollo de una cuenca de antepaís (cuencas formadas a partir de una orogénesis que divide claramente la parte oceánica de la continental, donde los sedimentos son aportados de este mismo levantamiento hacia la parte continental) frente al cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental en la orogenia Laramide, y con el desarrollo de la porción norte de la margen pasiva del Golfo de México (Escalera y Hernández, 2010).

Los sedimentos de la Cuenca de Burgos son de la era Cenozoica y se depositaron sobre rocas del Mesozoico. Se han identificado rocas generadoras del Jurásico Superior Titoniano, en la Formación Pimienta; del Cretácico Superior Turoniano, en la Formación Eagle Ford; y del Paleoceno-Eoceno-Oligoceno, en las Formaciones Midway-Wilcox-Vicksburg (Román y Holguín, 2001; Escalera y Hernández, 2010).

En yacimientos convencionales, la Cuenca de Burgos es considerada como la principal provincia productora de gas no asociado en el país, y cuenta con producción de petróleo y gas húmedo en la parte occidental.

Para los yacimientos no convencionales en lutitas los recursos estimados en esta provincia son del orden de 9.5 MMMMpc de gas húmedo y 44.3 MMMMpc de gas seco. Esta cuenca está caracterizada como la segunda en importancia para la explotación de recursos no convencionales en lutitas en México, con base en su potencial.

Pemex perforó 11 pozos exploratorios con objetivo no convencional en el periodo 2011-2018 con el fin de evaluar el potencial de las Formaciones Eagle Ford y Pimienta en la Cuenca Burgos. Los resultados de los pozos fueron los siguientes: ocho descubrieron gas seco, uno gas y condensado y dos aceite y gas.

Provincia de Tampico-Misantla

La provincia petrolera de Tampico-Misantla se localiza en la porción centro-oriental de México, comprendiendo desde el extremo sur de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, así como las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo, al norte de Puebla y occidente del Golfo de México, hasta la plataforma continental. Su extensión cubre una superficie aproximada de 57,170 km². (***Figura IV-7***)

Figura IV-7 Provincia de Tampico - Misantla

Elaboración propia con información de CNH, 2022

En yacimientos convencionales, esta provincia es productora principalmente de petróleo. Las rocas generadoras son de edad Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmerigdiano y Titoniano, en las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, respectivamente, así como del Cretácico Superior Turoniano, en la Formación Agua Nueva (González-García y Holguín-Quiñones, 1992). Las rocas del Titoniano (Fm. Pimienta) son las de mayor importancia.

El relleno sedimentario de la cuenca registra varias etapas de evolución asociadas con la apertura del Golfo de México, con depósitos tipo *synrift*, los cuales ocurren durante la etapa en que la nueva corteza generada por rift se va fracturando, con el desarrollo de fosas tectónicas tipo horst-graben (fosas formadas por dos pilares, uno de cada lado, que se elevaron, generando en la parte central un hundimiento donde ocurre el depósito de sedimentos) desde el Triásico al Jurásico Medio, instauración de un margen pasivo del Jurásico Superior a finales del Cretácico y evolucionando a una cuenca de antepaís debido a la carga tectónica de la Sierra Madre Oriental durante la orogenia Laramide.

Para los yacimientos no convencionales en lutitas los recursos estimados para esta provincia son del orden de 34.8 MMMb de aceite y 20.7 MMMMpc de gas húmedo.

Esta provincia se considera la primera en importancia desde el punto de vista de recursos asociados a los yacimientos no convencionales en lutitas en México.

Pemex perforó en 2019, 4 pozos exploratorios con objetivos no convencionales, de los cuales dos resultaron productores de aceite y gas en la Formación Pimienta y uno resultó productor de aceite y gas en la Formación Santiago.

Provincia de Veracruz

La provincia de Veracruz se localiza al Oriente de México, quedando comprendida en el estado de Veracruz y extendiéndose hacia la actual plataforma continental del Golfo de México, en la región de aguas someras. Su extensión cubre una superficie aproximada de 32,820 km². (***Figura IV-8***)

Figura IV-8 Provincia de Veracruz

Elaboración propia con información de CNH, 2022

De manera similar a las otras provincias, su evolución está asociada a la apertura del Golfo de México, pasando por una etapa de rift del Triásico al Jurásico Medio, desarrollo de margen pasiva que trae consigo una sedimentación continua, permitiendo el desarrollo de plataformas carbonatadas durante el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior y, con deformación por la orogenia Laramide del Cretácico Superior a Eoceno. El relleno sedimentario Cenozoico de la Cuenca de Veracruz representa los procesos de subsidencia y desarrollo de una cuenca de antepaís, que se extendió posiblemente hasta el Mioceno (Escalera y Hernández, 2010).

En la provincia de Veracruz se han identificado cuatro intervalos con rocas generadoras de hidrocarburos: en el Jurásico Superior Titoniano, en la Formación Tepexilotla; en el Cretácico Inferior, en la Formación Córdoba; en el Cretácico Superior, en la Formación Maltrata; y en el Mioceno, que son precursoras de gas biogénico, generado por la descomposición de la materia orgánica por medio de bacterias (Román y Holguín, 2001).

En yacimientos convencionales esta provincia es productora principalmente de gas seco, y también produce gas húmedo y petróleo en campos situados en su mayoría en su extremo oeste.

Para yacimientos no convencionales en lutitas los recursos prospectivos de la provincia de Veracruz son del orden de 0.6 MMMb de aceite. Para esta provincia no se ha registrado actividad reciente con objeto de evaluar el potencial de recursos no convencionales, pero existen como antecedentes una cantidad importante de pozos convencionales perforados, que al atravesar los *plays* no convencionales en lutitas, han registrado manifestaciones de aceite y gas.

Provincia de Chihuahua

Se ubica en el norte de México, ocupando la parte norte del estado de Chihuahua. Tiene una superficie de 116,708 km2. (***Figura IV-9***)

Figura IV-9 Provincia de Chihuahua

Elaboración propia con información de CNH, 2022

Su origen se relaciona con los eventos tectónicos de la apertura del Golfo de México. La primera etapa es un periodo de distensión, provocado por la apertura inicial del Golfo, el cual venía acompañado con efectos de subsidencia, posteriormente se depositaron sedimentos de manera lenta y continua caracterizada por la estabilidad de la cuenca, finalmente el evento de orogenia Laramide ocasionó un fuerte tectonismo en la zona, provocando una sobremaduración de las rocas generadoras y la destrucción de trampas, así como la formación de abundantes vías de migración, ocasionando la dispersión de los hidrocarburos.

Los sedimentos de esta provincia provienen del Paleozoico, Jurásico Superior, Cretácico y Terciario. Específicamente, los sedimentos del Paleozoico (Devónico y Pérmico) tienen similitudes con los registrados en el cratón de Norteamérica (la Cuenca de Permian es la mayor productora de yacimientos no convencionales en EUA), por lo que se cree que puede haber una relación geológica entre estos dos elementos, existiendo la posibilidad de continuar hacia México. Sin embargo, no existen los suficientes estudios que comprueben la existencia de esta continuidad.

En esta provincia no se ha probado potencial en *plays* no convencionales en lutitas, por lo que los *plays* de esta provincia, aunque prometedores se consideran todavía hipotéticos.

Las rocas generadoras hipotéticas son del Jurásico Superior (Formación La Casita), constituidas por lutitas y calizas arcillosas, con una ventana de generación de gas. Esta Formación se considera la más importante dentro de esta provincia. Las rocas generadoras hipotéticas del Cretácico Superior Turoniano (Formación Ojinaga) están constituidas por lutitas negras carbonosas, con una ventana de generación de aceite.

4.2.3 *Plays* no convencionales identificados en lutitas

Después de haber analizado las provincias petroleras en cuanto a su potencial en yacimientos no convencionales en lutitas es conveniente conocer un nivel más detallado, correspondiente a los *plays*.

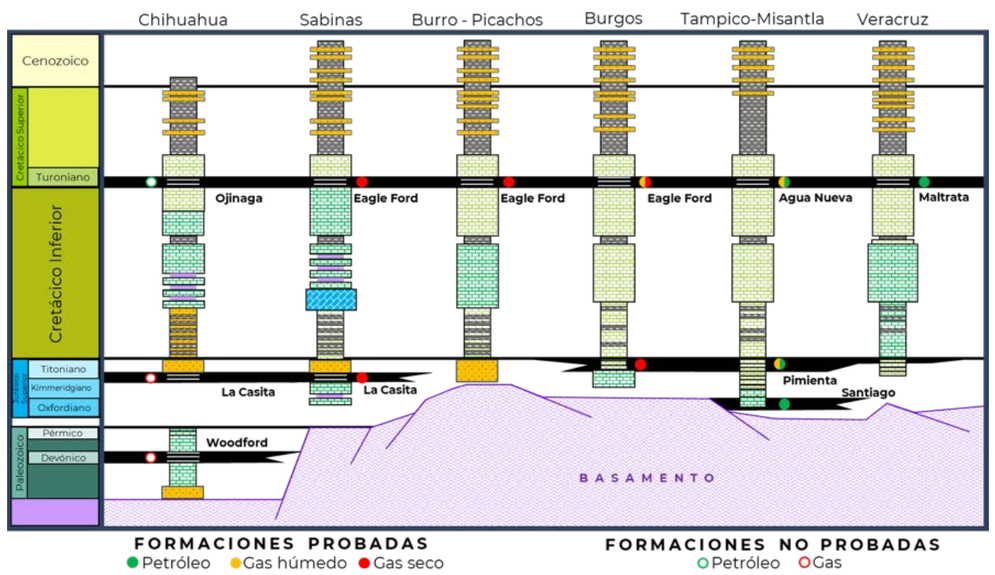
Como parte de actividades realizadas por Pemex, se han identificado y evaluado tres *plays* no convencionales de petróleo y gas en lutitas:

- En rocas del Jurásico Superior Oxfordiano, de la Formación Santiago, en la provincia de Tampico Misantla
- En el Jurásico Superior Titoniano, de las Formaciones La Casita y Pimienta, en las provincias de Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y
- En el Cretácico Superior Turoniano, de las Formaciones Eagle Ford, Agua Nueva y Maltrata, en las provincias de Sabinas, Plataforma Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz

El *play* del Jurásico Superior Oxfordiano ha sido probado en Tampico-Misantla y el *play* del Jurásico Superior Titoniano ha sido probado en casi todas las provincias, con excepción de las provincias Burro-Picachos y Veracruz. De manera similar, el *play* Cretácico Superior Turoniano ha sido probado en casi todas las provincias, con excepción de Sabinas y Veracruz, donde aún se mantiene como hipotético.

El esquema de la ***Figura IV-10*** muestra una correlación de columnas geológicas tipo, indicando el nivel estratigráfico de los *plays* no convencionales en lutitas por provincia, edad, nombre de formación y tipo de hidrocarburo principal.

Figura IV-10 Correlación estratigráfica esquemática de los plays no convencionales en lutitas del Cretácico Superior y del Jurásico Superior en las diferentes provincias petroleras



Elaboración propia con información de PEP, 2012

A continuación, presentaremos un análisis de cada uno de los *plays* no convencionales en lutitas probados en México.

***Play* Jurásico Superior Oxfordiano**

El *play* Jurásico Superior Oxfordiano ha sido evaluado solo en la provincia Tampico-Misantla y corresponde con la Formación Santiago. Su distribución regional está controlada por levantamientos de basamento, en ocasiones originando depocentros (zonas donde el depósito de sedimentos es mayor), con espesores que alcanzan los 500 m.

Litológicamente está constituido por rocas de granos muy finos denominadas *mudstone* arcillo-carbonoso y por lutitas negras, el nombre proviene del color que tienen debido a la alta cantidad de materia orgánica que poseen, depositadas en cuencas de profundidades moderadas, con poca circulación de agua y un ambiente poco oxidante que favoreció la preservación de la materia orgánica. La distribución del COT varía con los cambios litológicos; los valores más altos se observan en intervalos ricos en arcilla.

La madurez térmica indica que se encuentran principalmente en la ventana de generación de petróleo, con una franja estrecha en condiciones de generación de gas húmedo al occidente de la provincia.

La ***Tabla IV-2*** muestra las características principales del *play* Jurásico Superior Oxfordiano en la provincia de Tampico-Misantla.

Tabla IV-2 Parámetros representativos de los plays no convencionales de petróleo y gas en lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano

***Plays* del Jurásico Superior Oxfordiano**	**Riqueza Orgánica (%COT)**	**Madurez Térmica (Tmax, °C)**	**Tipo de querógeno**	**Espesor (m)**	**Porosidad (%)**	**Profundidad (m)**
Formación Santiago	2-4	440-455	II	40-500	3-8	1,600-3,800

CNH con información de PEP, 2020

***Play* Jurásico Superior Titoniano**

Las rocas generadoras del *play* Jurásico Superior Titoniano presentan potencial prospectivo como yacimientos no convencionales en lutitas de las provincias de Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla, variando el nombre de la formación productora de La Casita en Sabinas a Pimienta en Burgos y Tampico-Misantla.

De manera general, están compuestas por *mudstone* arcilloso de color negro, con ligera presencia de pirita, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra en forma laminar, bentonita (tipo de arcilla) y pedernal. En las provincias de Burgos y Tampico-Misantla, se tienen rocas con querógeno tipo II propensas a generar petróleo; mientras que en Sabinas se tiene querógeno tipo III/II de origen terrestre y principalmente proveniente de madera, el cual es propenso a la generación de gas y gas húmedo.

En Sabinas, el Jurásico Superior Titoniano presenta altos niveles de madurez térmica que, en conjunto con el tipo de materia orgánica, se espera que produzca gas seco. Hacia el Sur de Burgos y Tampico-Misantla, la materia orgánica se encuentra en una ventana de generación que va desde gas húmedo hasta petróleo, dependiendo de la profundidad y el sepultamiento.

La ***Tabla IV-3*** muestra las características principales del *play* Jurásico Superior Titoniano para las Formaciones La Casita y Pimienta.

Tabla IV-3 Parámetros representativos de los plays no convencionales de petróleo y gas en lutitas del Jurásico Superior Titoniano

***Plays* del Jurásico Superior Titoniano**	**Riqueza Orgánica (%COT)**	**Madurez Térmica (Tmax, °C)**	**Tipo de querógeno**	**Espesor (m)**	**Porosidad (%)**	**Profundidad (m)**
Formación Pimienta	0.5-8	440-460	II	90-300	5-12	1,500-3,500
Formación La Casita	0.5-6	>450	III/II	30-500	5-12	1,500-3,500

CNH con información de PEP, 2013

***Play* Cretácico Superior Turoniano**

Las rocas generadoras del *play* Cretácico Superior Turoniano se han identificado con potencial prospectivo en todas las provincias petroleras, variando el nombre de la Formación de Eagle Ford en las provincias de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos del norte del país a la Formación Agua Nueva en Tampico-Misantla y a la Formación Maltrata en Veracruz.

En las provincias de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos, se han identificado dos tipos de litofacies: calizas arcillosas y lutitas calcáreo-carbonosas, mientras que en Tampico-Misantla se tienen litologías correspondientes a calizas arcillosas.

En las provincias de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos, las rocas del Turoniano fueron sometidas a altas presiones y a temperaturas superiores a las necesarias para producir petróleo, es decir, en una etapa de sobremadurez, por lo que se espera gas seco y, en porciones de menor cobertura geográfica, gas húmedo. Por otro lado, en la provincia Tampico-Misantla se tiene una distribución que abarca toda la ventana de generación, con potencial de petróleo y variaciones a gas húmedo

en la parte occidental de la provincia. Mientras que, en la provincia de Veracruz, se tienen temperaturas menores, indicando bajos valores de madurez térmica, por lo que se espera petróleo.

Las rocas del Turoniano en la provincia de Veracruz (Formación Maltrata) se constituyen por rocas de granos muy finos arcillosos (*mudstone* y *wackestone*), con la presencia de fósiles de composición calcárea llamados foraminíferos planctónicos, por su origen marino, depositados en condiciones anóxicas (sin oxígeno, lo cual ayuda a la preservación de la materia orgánica). Las zonas con mayor contenido de materia orgánica se ubican en las provincias Sabinas, Burro-Picachos y Burgos, con querógenos tipos III y II, propensos a generar gas seco y gas húmedo, respectivamente, seguidas de las provincias Tampico-Misantla y Veracruz, con querógeno tipo II con posibilidades de generar petróleo.

El área prospectiva en Veracruz presenta una importante cantidad de pozos convencionales con manifestaciones de petróleo y gas al atravesar los *plays* no convencionales en lutitas, donde se ha determinado la posible cogeneración con otros sistemas conocidos, como el del Titoniano y Cretácico Medio.

La ***Tabla IV-4*** muestra las características del *play* Cretácico Superior Turoniano para las Formaciones Eagle Ford, Agua Nueva y Maltrata.

Tabla IV-4 Parámetros representativos de los plays no convencionales de petróleo y gas en lutitas del Cretácico Superior Turoniano

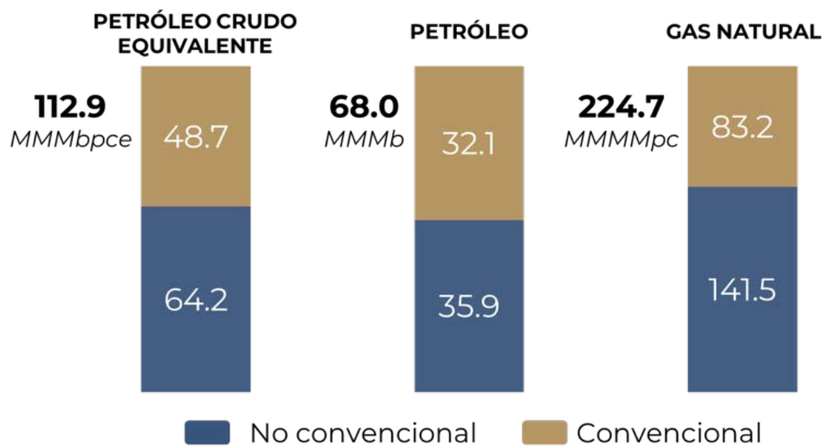
***Plays* del Cretácico Superior Turoniano**	**Riqueza Orgánica (%COT)**	**Madurez Térmica (Tmax, °C)**	**Tipo de querógeno**	**Espesor (m)**	**Porosidad (%)**	**Profundidad (m)**
Formación Eagle Ford	1-4	>430	II/III	150-300	3-13	1,000-3,000
Formación Agua Nueva	1-8	>430	II	150-300	3-13	1,000-4,000
Formación Maltrata	0.5-5	403-436	II	15-137	3-15	1,500-4,600

CNH con información de PEP, 2013

4.2.4 Recursos prospectivos en *plays* no convencionales en lutitas

México tiene un gran potencial de recursos prospectivos en *plays* no convencionales de petróleo y gas en lutitas. De acuerdo con la estimación a marzo 2021, estos recursos representan el 57% del potencial prospectivo del país[16], ***Figura IV-11***.

Figura IV-11 Volumen de recursos prospectivos convencionales y no convencionales estimados a marzo de 2021 por tipo de hidrocarburo



Elaboración propia con información de CNH, 2021

Adicionalmente, diversas instituciones internacionales han realizado estimaciones de los recursos no convencionales de México. Estas estimaciones son superiores a las reportadas por la CNH, a manera de ejemplo la EIA reportó recursos prospectivos de yacimientos no convencionales en lutitas de 545.0 MMMMpc de gas natural para México. La comparación de estas estimaciones es difícil de hacer ya que tienen diferentes fechas de reporte y diferentes criterios para su estimación.

[16] La estimación de los recursos técnicamente recuperables en lutitas se realizó con información proveniente de estudios realizados por Pemex, a través de la metodología conocida como play fairway, que consiste en delimitar las áreas prospectivas con mapas de distribución de parámetros de riqueza orgánica, madurez térmica, espesores y profundidad, para la obtención de las áreas donde coexisten los atributos geológicos específicos necesarios para la existencia de yacimientos. Finalmente, una vez definidas las áreas prospectivas para cada play, se realizan las estimaciones volumétricas de los recursos prospectivos.

De acuerdo con estimaciones de la CNH, México tiene 64.2 MMMbpce[17] de recursos prospectivos no convencionales en lutitas, de los cuales, 44% son gas natural y 56% de petróleo. La distribución estimada de los recursos prospectivos de yacimientos no convencionales en lutitas en México por provincia petrolera y tipo de hidrocarburo se reportan en la ***Tabla IV-5***.

Tabla IV-5 Distribución de los recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas en México, por provincia petrolera, play y tipo de hidrocarburo

Recursos no convencionales de petróleo crudo equivalente en lutitas (MMMbpce)					
Play / Formación	**Burgos**	**Sabinas - Burro - Picachos**	**Tampico-Misantla**	**Veracruz**	**Nacional**
Cretácico Superior Turoniano (Eagle Ford/ Agua Nueva/Maltrata)	1.9	7.1	14.5	0.6	24.1
Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)	8.9	6.8	20.4	0.0	36.1
Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago)	0.0	0.0	4.0	0.0	4.0
Total	**10.8**	**14.0**	**38.9**	**0.6**	**64.2**

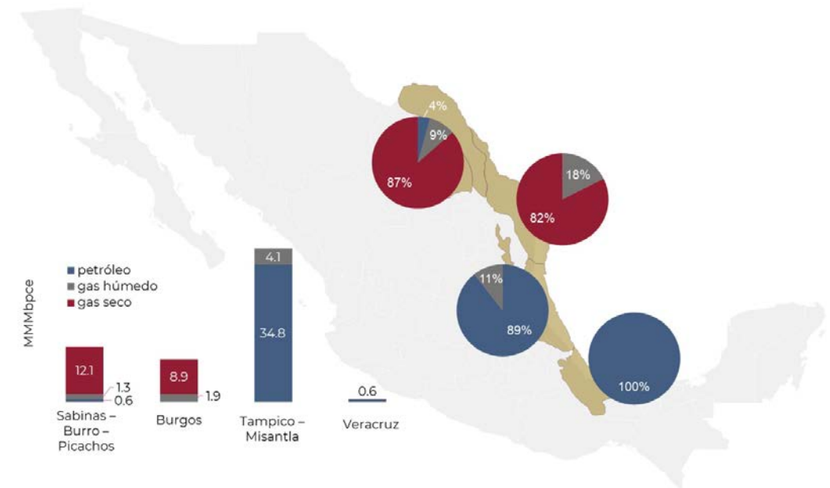
Recursos no convencionales de petróleo en lutitas (MMMb)					
***Play* / Formación**	**Burgos**	**Sabinas - Burro - Picachos**	**Tampico-Misantla**	**Veracruz**	**Nacional**
Cretácico Superior Turoniano (Eagle Ford/ Agua Nueva/Maltrata)	0.0	0.6	13.0	0.6	14.1
Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)	0.0	0.0	17.8	0.0	17.8
Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago)	0.0	0.0	4.0	0.0	4.0
Total	**0.0**	**0.6**	**34.8**	**0.6**	**35.9**

[17] Se considera el factor de conversión, basado en el poder calorífico del gas y el crudo producido en México, propuesto por SENER (^{2015}): ^{1} Mpc = $^{0.2}$ barril de petróleo crudo equivalente.

Recursos no convencionales de gas en lutitas (MMMMpc)					
***Play* / Formación**	**Burgos**	**Sabinas - Burro - Picachos**	**Tampico-Misantla**	**Veracruz**	**Nacional**
Gas húmedo	9.5	6.6	20.7	0.0	36.8
Cretácico Superior Turoniano (Eagle Ford/ Agua Nueva/Maltrata)	9.5	6.6	7.6	0.0	23.7
Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago)	0.0	0.0	4.0	0.0	4.0
Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)	0.0	0.0	13.1	0.0	13.1
Gas seco	44.3	60.4	0.0	0.0	104.7
Cretácico Superior (Eagle Ford/Agua Nueva/Maltrata)	0.0	26.3	0.0	0.0	26.3
Jurásico Superior Titoniano (La Casita/ Pimienta)	44.3	34.1	0.0	0.0	78.4
Total	**53.8**	**67.0**	**20.7**	**0.0**	**141.5**

A su vez, el mapa de la ***Figura IV-12*** muestra la distribución de los recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas en las provincias petroleras por tipo de hidrocarburo.

Figura IV-12 Distribución de los recursos prospectivos no convencionales de petróleo y gas en lutitas en las provincias petroleras por tipo de hidrocarburo



Elaboración propia con datos de CNH, 2021

Como se puede observar en el mapa anterior, los estados con mayor potencial de recursos prospectivos no convencionales serían: Tamaulipas, Veracruz, Coahuila y Nuevo León.

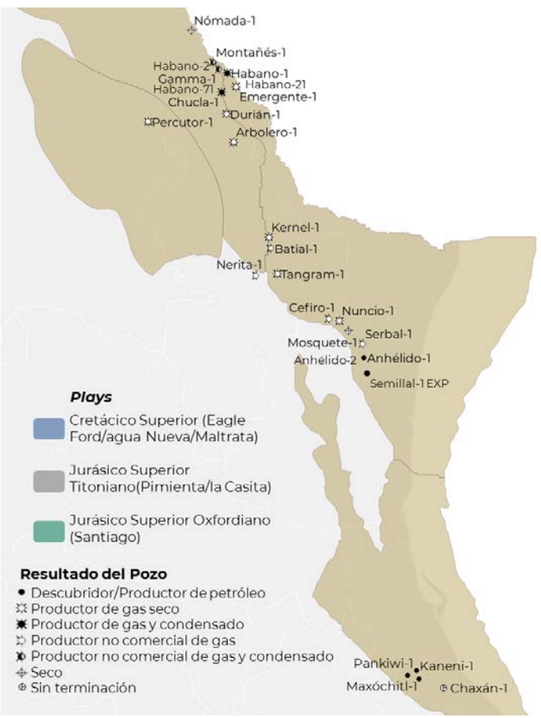
4.2.5 Evaluación de yacimientos no convencionales en lutitas

Pemex comenzó la exploración de recursos no convencionales en lutitas en el norte de México en 2010 (Pemex, 2013; Parra et al., 2013; Stevens and Moodhe, 2015) y perforó el primer pozo no convencional con trayectoria horizontal en 2011 (Granados-Hernandez et al., 2017) con el objetivo de evaluar el potencial petrolero y la productividad del *play* Eagle Ford, en continuación del área productiva en el sur de Texas, así como de corroborar el potencial del *play* Pimienta en la provincia de Burgos.

De acuerdo con Stevens y Moodhe (2015), la mayoría de los primeros pozos que probaron el concepto en México presentaron baja productividad, por encontrarse a profundidades relativamente someras (entre 1,000 a 2,500 m) en comparación con *plays* de EUA, como Bakken y Williston (que se encuentran a profundidades cercanas a 3,300 m y poseen una mayor presión de yacimiento).

Al 2020, se tiene conocimiento de la perforación de 27 pozos horizontales con estimulación hidráulica, que han probado el concepto de *plays* no convencionales de petróleo y gas en lutitas en México, ***Figura IV-13***, de los cuales 23 son exploratorios y 4 de desarrollo: 11 en el *play* Cretácico Superior (Eagle Ford/Agua Nueva/Maltrata), 15 en el *play* Jurásico Superior Titoniano (Pimienta/La Casita), y uno en el *play* Jurásico Superior Oxfordiano (Santiago).

Figura IV-13 Localización y resultados de los pozos perforados en México con objetivo no convencional de petróleo y gas



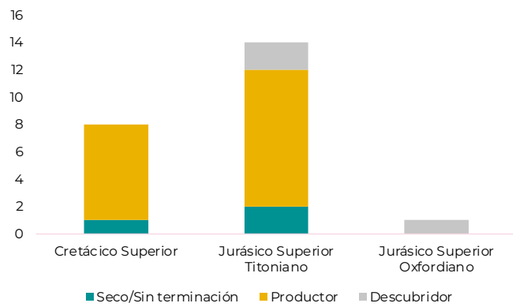
Pozo	Resultado	*Play*
Emergente-1	Productor de gas seco	
Montañes-1	Productor de gas y condensado	
Nómada-1	Seco	
Percutor-1	Productor de gas seco	
Chucla-1	Productor de gas y condensado	
Habano-1	Productor de gas y condensado	
Habano-21	Productor de gas y condensado	
Habano-71	Productor de gas y condensado	
Durian-1	Productor de gas seco	
Gamma-1	Productor no comercial	
Habano-2	Productor de gas y condensado	
Anhélido-1	Productor de petróleo	
Arbolero-1	Productor de gas seco	
Batial-1	Productor no comercial	
Céfiro-1	Productor de gas seco	
Kernel-1	Productor de gas seco	
Mosquete-1	Seco	
Nerita-1	Productor no comercial	
Nuncio-1	Productor de gas seco	
Serbal-1	Productor no comercial	
Tangram-1	Productor de gas seco	
Anhélido-2	Productor de gas y condensado	
Kaneni-1EXP	Descubridor de petróleo y gas	
Semillal-1EXP	Productor de petróleo	
Chaxán-1EXP	Pozo sin terminación	
Pankiwi-1EXP	Descubridor de petróleo y gas	
Maxochitl-1EXP	Descubridor de petróleo y gas	

Elaboración propia con datos de CNH, 2021

Analizando los resultados de los 23 pozos exploratorios se obtienen los siguientes indicadores:

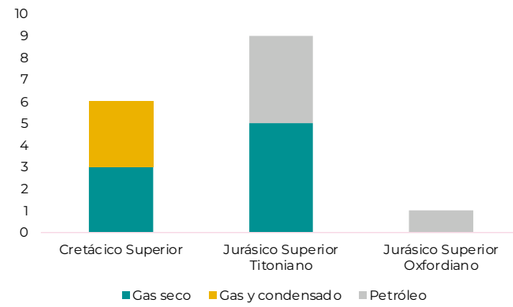
- 2 pozos resultaron secos (8.7%) y 1 no tiene resultado (4.3%)
- 3 pozos resultaron descubridores de petróleo (13%)
- 17 pozos resultaron productores (73.9%)
- De los 17 pozos productores, únicamente 4 resultaron no comerciales (23.5%), mientras que 13 sí son productores comerciales (76.5%)
- De 16 pozos, contando productores comerciales y descubridores, 8 son de gas seco (50%), 3 de gas y condensado (18.7%) y 5 de petróleo (31.3%)
- En el *play* del Cretácico Superior se perforaron 8 pozos con una tasa de éxito (productor comercial, no comercial o descubridor) del 87.5%
- En el *play* del Jurásico Superior Titoniano se perforaron 14 pozos con una tasa de éxito (productor comercial, no comercial o descubridor) del 85.7%
- En el *play* del Jurásico Superior Oxfordiano se perforó 1 pozo (descubridor) con una tasa de éxito del 100%.
- En la provincia de Sabinas se tiene 1 pozo perforado, resultando productor de gas seco, con una tasa de éxito del 100%.
- En la provincia de Burro-Picachos se tienen 6 pozos perforados, de los cuales 5 resultaron productores (3 de gas y condensado y 2 de gas seco), con una tasa de éxito del 83.3%.
- En la provincia de Burgos se tienen 11 pozos perforados, de los cuales 10 resultaron productores (2 no comerciales), con una tasa de éxito de 90.9%.
- En la provincia de Tampico-Misantla se tienen 4 pozos perforados, de los cuales 3 resultaron descubridores de petróleo, con una tasa de éxito de 75%.

Figura IV-14 Resultado de pozos no convencionales por play



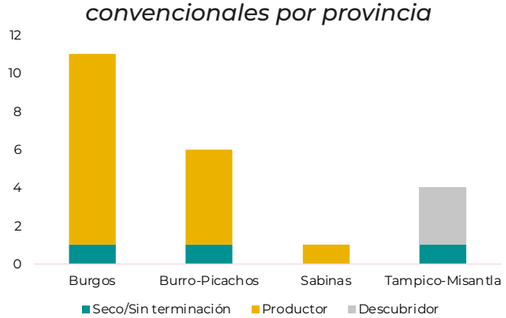
Elaboración propia con datos de CNH, 2021

Figura IV-15 Tipo de hidrocarburo por play



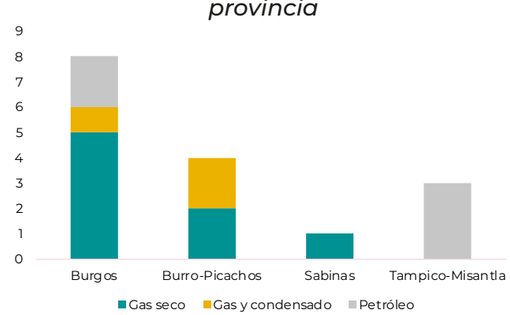
Elaboración propia con datos de CNH, 2021

Figura IV-16 Resultado de pozos no convencionales por provincia



Elaboración propia con datos de CNH, 2021

Figura IV-17 Tipo de hidrocarburo por provincia



Elaboración propia con datos de CNH, 2021

No se ha formalizado el reporte del volumen asociado con sus respectivos yacimientos. Sin embargo, se tiene información del volumen de hidrocarburos producido diario promedio por pozo en condiciones estables al 2019, que refleja el potencial productor de los *plays* del Jurásico Superior, especialmente en la provincia de la Cuenca Tampico-Misantla, ***Tabla IV-6***.

Tabla IV-6 Producción diaria promedio reportada por pozo al 2019, en condiciones estabilizadas para yacimientos no convencionales en lutitas asociados con pozos perforados a partir del 2018

Pozo	Yacimiento	Tipo de hidrocarburo	Producción de petróleo (bpd)
Semillal-1	Pimienta	petróleo ligero	300
Maxóchitl-1	Santiago	petróleo ligero	224
Kaneni-1	Pimienta	petróleo ligero	725
Pankiwi-1	Pimienta	petróleo ligero	541

Elaboración propia con datos de CNH

De acuerdo con los indicadores anteriores, que si bien, son de un impacto marginal respecto de una evaluación masiva, son datos que arrojan buenas expectativas que debieran incentivar una mayor exploración en yacimientos no convencionales de petróleo y gas.

4.3 Potencial económico de los yacimientos no convencionales en lutitas

Como parte de las atribuciones de la CNH, de manera periódica se realizan análisis prospectivos de producción, inversiones y costos de exploración y extracción de hidrocarburos, con el objetivo de evaluar económicamente los escenarios planteados para el desarrollo de las distintas regiones petroleras del país.

A continuación, se presenta un resumen de la metodología utilizada y los resultados obtenidos para los escenarios prospectivos, correspondientes a las provincias de Burgos, Sabinas – Burro – Picachos y Tampico – Misantla. Mismos que tienen por objetivo determinar, a través de un costo unitario de extracción por tipo de hidrocarburo y por provincia petrolera, si el desarrollo de los yacimientos no convencionales en lutitas podría llevarse a cabo de manera rentable.

4.3.1 Metodología para la elaboración de los escenarios prospectivos

Para la estimación de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar, se asume que su incorporación se hace de manera simultánea a su descubrimiento y que dichos volúmenes se producen en su totalidad, por lo que no se hacen supuestos adicionales sobre su clasificación. De esta manera y, de acuerdo con las características de cada provincia, se estimaron escenarios de producción e inversión a nivel proyecto, es decir, únicamente como una parte de los múltiples desarrollos que pueden existir en cada provincia petrolera.

Los volúmenes de hidrocarburos considerados en el desarrollo de los escenarios prospectivos para cada proyecto se presentan en la ***Tabla IV-7***. Por su parte, para efectos de la estimación de los costos asociados con el desarrollo, se consideraron premisas técnicas y económicas obtenidas a partir de la información de la industria petrolera mexicana, así como aquella de provincias petroleras y campos análogos a nivel internacional (conforme a las prácticas descritas en el capítulo 3).

Tabla IV-7 Escenarios de producción

Provincia	Hidrocarburo	Volumen estimado a recuperar
Burgos	Gas Seco	348 MMMpc
Burgos	Gas Húmedo	421 MMMpc
Sabinas-Burro-Picachos	Gas Seco	232 MMMpc
Tampico-Misantla	Petróleo	162 MMb

Elaboración propia con datos de CNH (2021)
Nota: *El escenario medio de producción presenta el valor esperado de petróleo y gas.*

De esta manera, como parte de las premisas para definir los costos unitarios, se establecieron tres escenarios: bajo, medio y alto, cada uno en función de la productividad esperada por pozo y, por lo tanto, de la máxima recuperación esperada (EUR[18], por sus siglas en inglés), considerando la distribución de las características propias de cada una de las provincias. Así mismo, se consideraron gastos de operación con valores unitarios de 1.4 dls/Mpc para áreas prospectivas de gas y de 7 dls/b, para áreas de petróleo. Esta información, así como los costos por pozo de exploración y extracción, se presenta en la ***Tabla IV-8***.

[18] Estimated ultimate recovery (EUR): La recuperación final estimada es una aproximación de la cantidad de petróleo o gas que es potencialmente recuperable o que ya se ha recuperado de una reserva o pozo

Tabla IV-8 Premisas técnicas y económicas

Provincia	Hidrocarburo	Costo promedio del Pozo Exploratorio (MMdls)	Costo promedio del Pozo de Desarrollo (MMdls)	Máxima recuperación esperada por pozo (EUR) y por escenario (MMMpc / MMb)		
				Bajo	Medio	Alto
Burgos	Gas	14	8.3	3.5	9.7	16.4
Sabinas-Burro-Picachos		14	8.3	3.5	9.7	16.4
Tampico-Misantla	Aceite	14	8.3	0.3	0.4	0.5

Elaboración propia con datos de CNH 2021
Nota: *Para la elaboración de los escenarios de EUR por pozo se consideraron los Percentiles 10, 50 y 90, así como el promedio de las distribuciones, con base en la información disponible.*

4.3.2 Escenarios Prospectivos de Producción y Costos

La ***Tabla IV-9*** muestra el agregado de los pozos considerados para extraer los volúmenes a recuperar de cada uno de los proyectos, las inversiones y gastos operativos asociados. Se puede observar que, dado que los escenarios se definieron en función de la productividad por pozo, se requiere de un mayor número de pozos para producir el mismo volumen y, por consecuencia, de mayores inversiones y gastos de operación.

Por ejemplo, para el caso de gas seco de Burgos, el volumen a recuperar de gas es de 350 MMMpc, sin embargo, para el escenario bajo, dicha producción se recuperaría con 100 pozos, ya que cada uno tiene una recuperación estimada de 3.5 MMMpc/pozo, presentando un costo total de 1,533 MMdls, mayor que el del escenario alto. En el escenario alto únicamente se requieren perforar 21 pozos, ya que cada uno produciría 16.4 MMMpc/pozo y requeriría un costo total menor de 878 MMdls.

Cabe destacar que, al momento de la elaboración del presente documento, la información con la que se cuenta para las estimaciones es la producción observada en los pozos no convencionales de las Cuencas análogas Eagle Ford y Niobrara en EUA.

Tabla IV-9 Pozos considerados y costos totales por proyecto

Provincia	Hidrocarburo principal	Número de pozos considerados			Costos Totales (MMdls)		
		Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
Burgos	Gas Seco	100	36	21	1,533	1,002	878
Burgos	Gas Húmedo	121	43	26	1,848	1,201	1,060
Sabinas-Burro-Picachos	Gas Seco	67	24	14	1,034	678	595
Tampico-Misantla	Petróleo	507	395	309	5,852	4,924	4,211

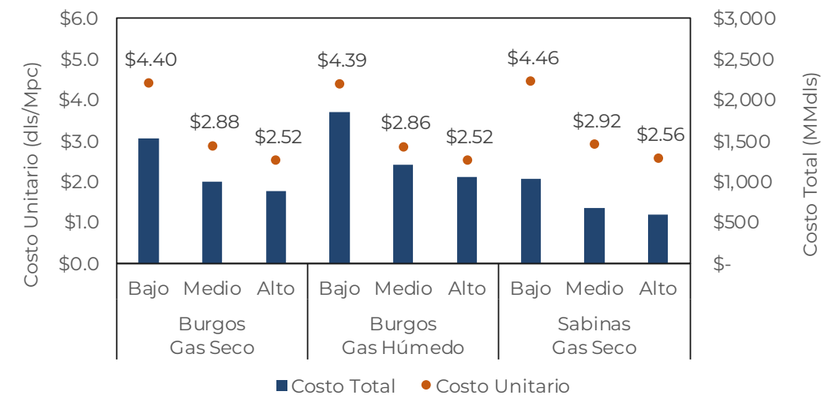
Elaboración propia con datos de CNH (2021)

Es importante precisar que, los montos de inversión y gastos de operación necesarios para la realización de los proyectos están relacionados con los volúmenes totales esperados a extraer, y no contemplan el costo de transporte de los hidrocarburos, ni la aplicación de los regímenes fiscales. Con estas premisas, los resultados de esta evaluación se traducen en costos unitarios promedios estimados para el desarrollo de las áreas indicadas, mismos que se presentan en las siguientes figuras, para gas natural y petróleo, respectivamente.

El análisis de los costos unitarios respecto del volumen de extracción representa un indicador que permite analizar la viabilidad económica de los proyectos de manera global. Así, tomando como referencia los precios de los marcadores regionales de los hidrocarburos, es posible hacer una primera estimación de la factibilidad de los escenarios planteados. Para dar un ejemplo, si el costo unitario de producción es de $3.0 dls/Mpc, y el precio de gas del mercado es menor dwe $3.0 dls/Mpc, el proyecto es inviable.

Como se puede observar en la ***Figura IV-18***, el costo de desarrollo de yacimientos no convencionales de gas en lutitas varía en un rango de entre 4.46 dls/Mpc y 2.52 dls/Mpc. El año 2022 se ha caracterizado por un incremento substancial en el precio del gas, llegando a niveles de $6.0 dls/Mpc el 31 de mayo. Considerando el incremento de los precios de gas en el mercado en 2022, esta situación hace viables todos los proyectos de desarrollo mostrados en este capítulo.

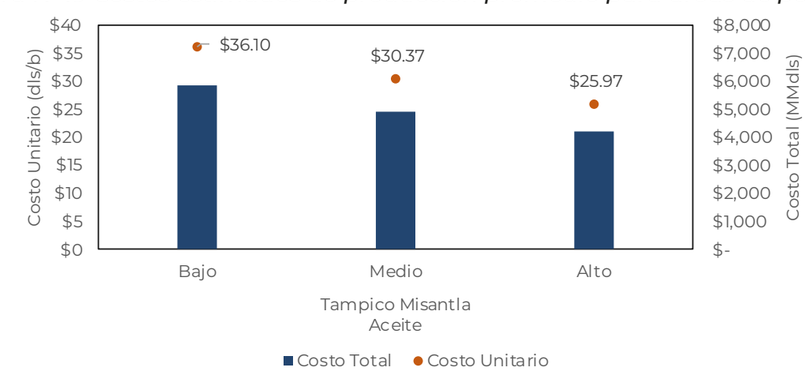
Figura IV-18 Costos estimados de producción promedio para áreas de gas natural



Elaboración propia con datos de CNH (2021)

Con respecto a la evaluación de petróleo no convencional en lutitas en la provincia petrolera Tampico-Misantla, como se puede observar en la ***Figura IV-19***, el costo unitario de producción en el escenario bajo es de $36.1 dls/b. Considerando este escenario, este tipo de proyectos resultan viables ya que, en los últimos 20 años el precio promedio de la mezcla mexicana ha sido de 60 dls/b, prevaleciendo una tendencia al alza en el 2022.

Figura IV-19 Costos estimados de producción promedio para áreas de petróleo



Elaboración propia con datos de CNH (2021)

Finalmente, con base en las estimaciones de costos unitarios realizadas, se puede concluir que, considerando los precios de mercado en 2021, se podrían alcanzar escenarios de producción económicamente viables respecto de los precios de mercado para las áreas con prospectiva de recursos no convencionales en lutitas en México. Sin embargo, los precios del petróleo y el gas han experimentado un incremento sustancial en el 2022, por lo que los análisis aquí mostrados se deben de recalcular con base en nuevas prospectivas.

En ese sentido, se señala para la evaluación económica presentada respecto al desarrollo de recursos no convencionales en lutitas de las tres provincias petroleras:

1. Debe considerarse únicamente en forma referencial, sin que esto suponga que se realizarán actividades subsecuentes.

2. Se enriquecerá en la medida que se pueda disponer de nueva información, por lo que la determinación final sobre la viabilidad de cualquier proyecto asociado dependerá de las condiciones de la industria y de las políticas energética y fiscal de México al momento de su análisis, así como de la capacidad para la adopción de las mejores prácticas en materia de eficiencia de costos por parte de los Operadores Petroleros.

4.4 Infraestructura para el transporte y recolección de la producción

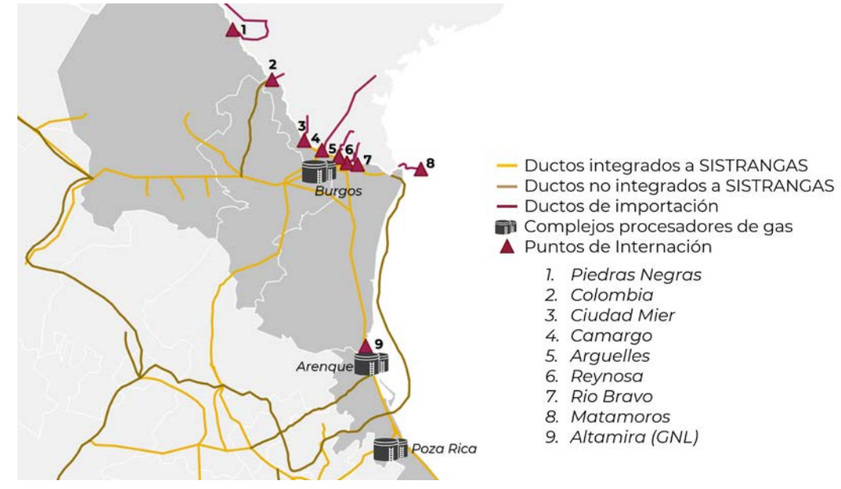
Por la región geográfica en la que se encuentran los yacimientos en lutitas, para este apartado se considera la infraestructura existente en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz[19] y San Luís Potosí. Esta infraestructura ha apoyado el desarrollo de yacimientos convencionales, pero podría aprovecharse también en los proyectos de producción en yacimientos no convencionales.

4.4.1 Infraestructura para el transporte de gas natural

En lo que respecta a la infraestructura para gas natural, en el país existen 29 puntos de importación de gas natural vía ducto y como se puede observar en la ***Figura IV-20***, existen 9 puntos de internación en la región donde se ubican los recursos prospectivos no convencionales y tienen una capacidad de manejar un volumen cercano a 7,177 MMpcd. (SENER, 2018; EIA, 2018). (***Tabla IV-10***)

[19] Para el caso del estado de Veracruz solo se contabiliza la infraestructura ubicada en la región norte, específicamente la de Poza Rica y Tuxpan.

Figura IV-20 Infraestructura para el transporte y recolección de gas natural.



Elaboración propia con datos de CNH, 2022

Tabla IV-10 Principales puntos de internación

ID	Punto de Internación	Entidad Federativa	Capacidad (MMpcd)
1	Piedras Negras/Eagle Pass	Coahuila	53
2	Colombia/Webb	Coahuila	630
3	Ciudad Mier/Roma-Salineño	Tamaulipas	700
4	Camargo/Río Grande	Tamaulipas	2,100
5	Arguelles/Peñitas	Tamaulipas	220
6	Reynosa/Hidalgo/Álamo	Tamaulipas	364
7	Río Bravo	Tamaulipas	10
8	Matamoros/Brownsville	Tamaulipas	2,600
9	Altamira (GNL)	Tamaulipas	500
Total			**7,177**

SENER, 2019

Además, se cuenta con más de 19,000 km de infraestructura de transporte de gas en la región donde se ubican los recursos potenciales de yacimientos en lutitas. Actualmente cerca del 40% del total de la infraestructura en gasoductos a nivel nacional se ubica en los estados indicados al inicio de esta sección, con una capacidad estimada de transporte mayor a 10 MMMpcd.

Las siguientes tablas describen las características básicas de los gasoductos mencionados, (SENER, 2018; EIA, 2018).

Tabla IV-11 Principales gasoductos de transporte.

ID	Gasoducto	Longitud (km)	Capacidad (MMpcd)	Diámetro (pulgadas)
1	Sistema Nacional de Gasoductos (SNG-Sectores Madero, Reynosa, Monterrey y Torreón) *	3,385	2,215	48, 42, 36, 30, 24, 22, 20, 16, 12, 10, 8, 6 y 4
2	Gasoducto Los Ramones Fase I (Camargo – Los Ramones)	116	2,100	48
3	Los Ramones Fase II (tramo Norte)	447	1,430	42
4	Los Ramones Fase II (tramo Sur)	291	1,430	42
5	Gasoductos de Tamaulipas (Reynosa – San Fernando)	114	1,000 y 1,460	36
6	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (Naranjos – Tamazunchale)	127	886	36
	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (Tamazunchale – El Sauz)	229	634	36
7	Kinder Morgan Monterrey (Ciudad Mier – Pesquería)	137	375	24
8	Gasoductos del Río (Ciudad Bravo – Anáhuac)	58	410	30, 20 y 16
9	Nueva Era Pipeline (Midstream de México) (Webb County, EUA – Monterrey)	273	504	-
10	Frontera – Argüelles (Energy Transfer)	3	140	24
	Total	**5,180**	**11,124 - 11,584**	**-**

SENER, CRE, CENAGAS y EIA, 2019

** Del total del SNG, solo se consideraron los sectores ubicados en la región de potencial producción de no convencionales, y la capacidad es estimada en función del porcentaje que representa esta infraestructura con respecto a la totalidad del SNG.*

Tabla IV-12 Principales gasoductos de transporte en desarrollo

ID	Gasoducto	Longitud (km)	Capacidad (MMpcd)	Entrada en operación
1	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (Tuxpan – Tula)	283	886	2017
	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (Tula – Villa de Reyes)	420	886	2018
2	Infraestructura Marina del Golfo (Sur de Texas – Tuxpan)	742	2,600	2018
	Total	**1,445**	**4,372**	**-**

SENER, CRE y CENAGAS, 2019

Tabla IV-13 Gasoductos en proyecto.

ID	Gasoducto	Longitud (km)	Fecha de Licitación	Entrada en operación
1	Ramones-Cempoala	855	Sujeto a Plan Quinquenal	2020-2024
	Total	**855**		

SENER, CRE y CENAGAS, 2019

Con respecto a la infraestructura de procesamiento, en el país existen un total de nueve Centros Procesadores de Gas (CPG). De estos, en la región en referencia se ubican tres[20]: Burgos, Arenque y Poza Rica (sus capacidades se reportan en la ***Tabla IV-14***).

Tabla IV-14 Capacidad de procesamiento de los CPG.

Concepto / CPG	Burgos (MMpcd)	Arranque (MMpcd)	Poza Rica (MMpcd)	Total
Capacidad instalada de endulzamiento de gas amargo	--	34	250	284
Capacidad instalada de recuperación de líquidos	1,200	33	490	1,723
Proceso de endulzamiento de gas amargo	--	23	46	69
Recuperación de líquidos del gas dulce	337	11	37	385
Producción de gas seco (2021)	323	22	0	345

SIE, 2021

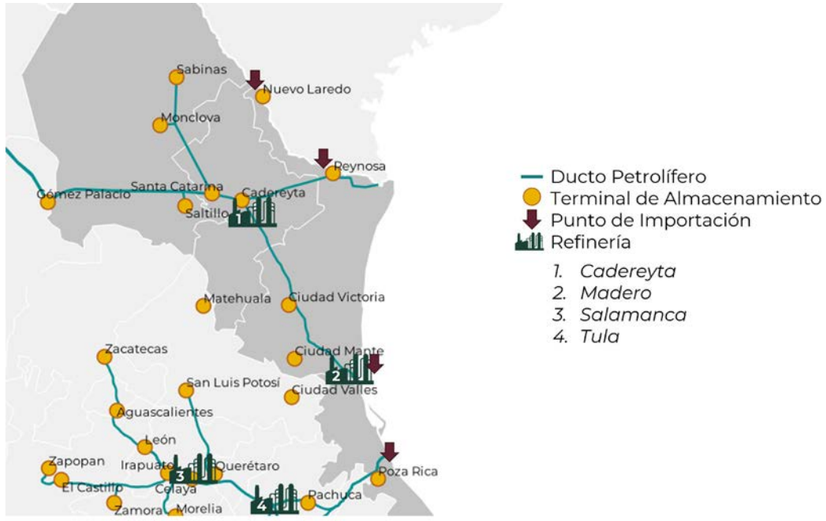
Referente a la infraestructura de regasificación y almacenamiento de gas natural, en el estado de Tamaulipas se ubica la terminal de GNL de Altamira, que cuenta con una capacidad de 670 a 1,119 MMpcd de regasificación y de 10.59 MMpc de almacenamiento. Es importante señalar que, aunado a esta capacidad de almacenamiento, existen en la región campos agotados que podrían ser utilizados para el almacenamiento subterráneo de gas natural (CNH, 2018).

[20] Se estima que la infraestructura de procesamiento de los CPG opera al 50% de su capacidad total, lo que facilitaría la incorporación de un mayor volumen de producción en esta región.

4.4.2 Infraestructura para procesamiento, transporte y almacenamiento de petrolíferos

La infraestructura de petrolíferos se muestra a continuación en la ***Figura IV-21.***

Figura IV-21 Infraestructura de petrolíferos



Elaboración propia con datos de CNH, 2022

Actualmente en esta región se ubican dos puntos de importación terrestre, el de Nuevo Laredo y el de Reynosa, en donde la importación se realiza por medio de ducto y auto tanque, con una capacidad operativa de 85 Mbd de petrolíferos. En la parte marítima se cuenta con dos terminales de operación: la de Madero y la de Tuxpan, con una capacidad real de aproximadamente 2.2 MMbd. En total la capacidad de importación de petrolíferos existente en la región es de 2.3 MMb,***Tabla IV-15***.

Tabla IV-15 Capacidad de importación de petrolíferos por día

Punto de Importación	Terrestre (Capacidad Operativa, barriles)	Terminales de Operación Marítima y Portuaria (Capacidad Real, barriles)
Nuevo Laredo	67,101	--
Reynosa	18,153	--
Madero	--	364,259
Tuxpan	--	1,831,356

SENER, 2018

Por otro lado, la infraestructura de transporte de petrolíferos por medio de ducto (Poliductos, Combustóleo Ductos y Ramales) en los estados de interés se calcula en más de 2,800 km, con una capacidad operativa de 862 mil barriles diarios, ***Tabla IV-16***. Cabe señalar que parte de esta infraestructura de transporte se extiende al centro del país, principalmente la que proviene de Tuxpan siendo la más importante para proveer de petrolíferos a la región centro y centro–occidente del país.

Tabla IV-16 Principales ductos de transporte de petrolíferos en operación

ID	Ducto	Longitud	Capacidad Operativa (Barriles/d)	Diámetro (pulgadas)
1	Combustóleo-ducto Ref Madero – CFE Altamira	29	25,000	14-16-14
2	Bidireccional Madero – Cadereyta	488.8	54,000	12-10
3	Ramal TAR Victoria	3.0	26,400	8
4	Poliducto Cadereyta-Santa Catarina	83.6	148,000	18
5	Bidireccional Cadereyta – Reynosa - Brownsville	277.2	48,500	12-10
6	Ramal La Retama – Reynosa	10.6	24,000	8
7	Poliducto Santa Catarina – Gómez Palacio	321.3	31,000	10
8	Poliducto Santa Catarina – Gómez Palacio	319.6	57,000	14
9	Ramal Ojo Caliente – Saltillo	52.8	52,800	8
10	Poliducto Santa Catarina – Monclova – Sabinas	323.8	36,000	10
11	Interconexión Monclova		36,000	10
12	Poliducto CAB Poza Rica – TAR Poza Rica	2.5	23,000	8
13	Poliducto Tuxpan – Azcapotzalco	317.3	173,000	24-18-16
14	Poliducto Tuxpan – Poza Rica	69.4	23,000	18
15	Poliducto Tuxpan – Tula	304.2	81,000	16-14
16	Poliducto Querétaro – TAR San Luís Potosí	204.2	24,000	10
	Total	**2,807.3**	**862,700**	**--**

SENER, 2018

La infraestructura antes citada se asocia directamente con la capacidad de almacenamiento con la que se cuenta en la región, específicamente la relacionada con las Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR), la cual se estima en 1.7 millones de barriles, lo que representa aproximadamente 12% del total nacional (***Tabla IV 17***).

Tabla IV-17 Terminales de almacenamiento y reparto

ID	TAR	Capacidad Operativa de Almacenamiento (Barriles)	Medio de Suministro
1	Cadereyta	87,452	Refinería / ducto
2	Ciudad Mante	16,201	Auto tanque
3	Ciudad Victoria	163,243	Ducto
4	Monclova	208,282	Ducto
5	Nuevo Laredo	67,101	Auto tanque
6	Reynosa	18,153	Ducto / auto tanque
7	Sabinas	84,371	Ducto
8	Saltillo	135,178	Ducto
9	Santa Catarina	689,909	Ducto
10	Poza Rica	45,608	Ducto
11	Matehuala	28,853	Auto tanque
12	San Luís Potosí	82,680	Ducto
13	Ciudad Valles	63,196	Carro tanque
Total		**1,720,227**	**--**

SENER, 2018

En lo que respecta a la infraestructura de refinación, en estos estados se ubican dos de las seis refinerías existentes en el país, las cuales son las refinerías de Madero y Cadereyta que cuentan con una capacidad instalada de refinación de 465 mil de barriles, de un total de 1.6 millones de barriles a nivel nacional, es decir estas dos refinerías concentran el 30% del total nacional (***Tabla IV-18***). Cabe precisar que ambas refinerías fueron reconfiguradas en el año 2003.

Tabla IV-18 Refinerías

ID	Refinería	Capacidad instalada (mbd)	Configuración	Año de reconfiguración
1	Cadereyta	275	Conversión profunda (Coquización)	2003
2	Madero	190	Conversión profunda (Coquización)	2003
Total		**465**		**--**

SENER, 2018

4.5 Infraestructura para la comunicación terrestre

De acuerdo con la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (2016), se estima que para un pozo productor en lutitas (con 15 etapas de fracturamiento) se necesitan 500 viajes de transporte de agua, 150 viajes de apuntalante (arenas y sintéticos), 30 pilas transportables de 80 m^3 y 20 camiones con equipos de bombeo. Aunado a esto, se requiere equipo para el tratamiento, transporte y disposición final de agua, lo que muestra que el desarrollo de estos yacimientos es intensivo en el uso de transporte y se requiere de una infraestructura carretera y de vías férreas importante.

De acuerdo con el Instituto Mexicano del Transporte (2018), en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, la parte norte de Veracruz y San Luís Potosí existe una infraestructura de carreteras aproximada de 71,286 km, ***Tabla IV-19***. Adicional a lo anterior, existe también una infraestructura férrea estimada en 5,200 km en los estados indicados (Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario, 2017).

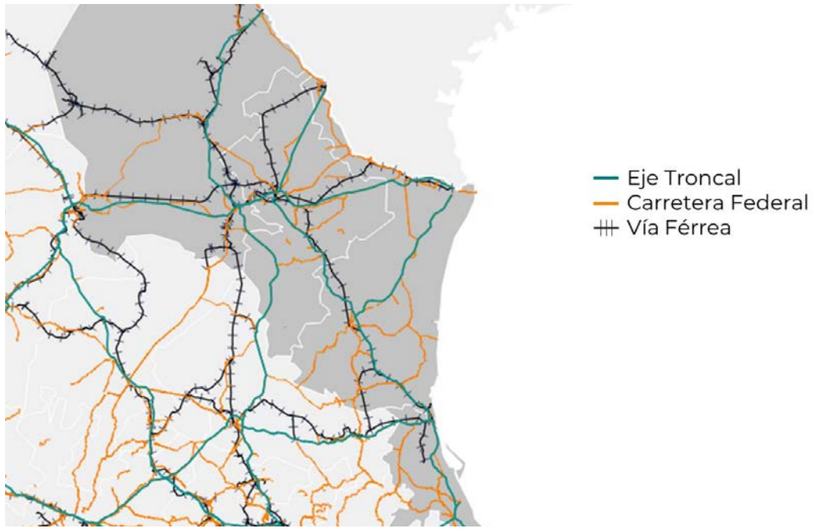
Tabla IV-19 Infraestructura carretera (kilómetros)

Estado	Troncal Federal	Alimentadoras	Caminos Rurales	Brechas Mejoradas	Total
Coahuila	1,792	3,485	3,533	--	8,810
Nuevo León	1,534	3,465	2,422	--	7,421
San Luís Potosí	2,006	4,455	5,820	--	12,281
Tamaulipas	2,259	3,780	8,014	--	14,053
Veracruz	3,139	9,543	12,183	3,856	28,721
Total	**10,730**	**24,728**	**31,972**	**3,856**	**71,286**

Instituto Mexicano del Transporte, 2018

La infraestructura de comunicación terrestre ferroviaria y vial, de carreteras, se ilustra en la ***Figura IV-22*** para los estados de interés. Asimismo, se incluyen las áreas terrestres con recursos no convencionales en lutitas en forma ilustrativa.

Figura IV-22 Infraestructura ferroviaria y vial, de carreteras pavimentadas, en los estados con recursos no convencionales en lutitas.



CNH con datos del Instituto Mexicano del Transporte y de la Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario, 2018

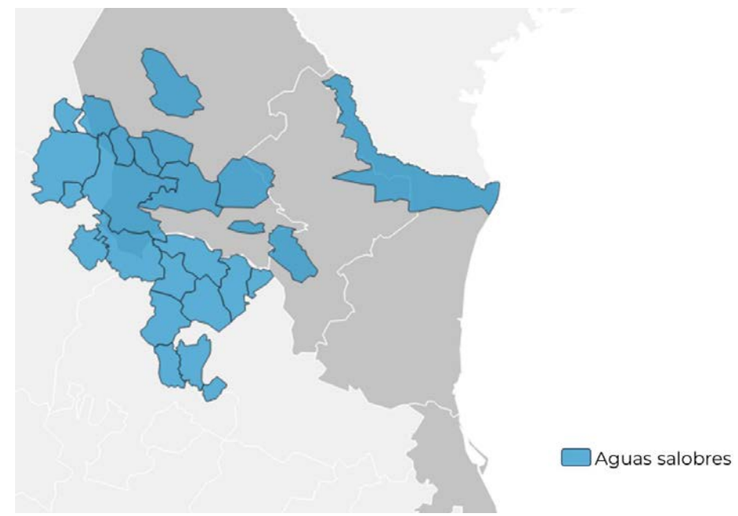
Como se puede observar en la figura, si bien el posible el desarrollo de recursos no convencionales en lutitas es importante considerar la infraestructura de comunicación terrestre existente. Se requerirá adecuar y ampliar nuevos segmentos de comunicación, lo que en su momento deberá ser evaluado técnica, económica y ambientalmente como parte de los proyectos.

4.6 Disponibilidad de agua salobre

De acuerdo con un estudio realizado en 2014 por el Instituto Mundial de Recursos (WRI, por sus siglas en inglés), México cuenta con una situación de alto estrés hídrico en la zona donde se sitúan los recursos en lutitas. Esto supone un reto importante, tanto para la preservación ambiental como el posicionamiento social de la región.

En este sentido, los acuíferos subterráneos de agua salobre pueden resultar estratégicos en los desarrollos de recursos en lutitas (***Figura IV-23***). A su vez, esto requerirá del desarrollo de una cadena de valor que considere la extracción de agua salobre, acondicionamiento del fluido para la estimulación, transporte a los sitios de trabajo, tratamiento del agua recuperada durante la producción, manejo de residuos y su disposición en sitios de confinamiento asegurando la protección ambiental y social en las regiones de desarrollo, y cumpliendo con la normativa existente y las mejores prácticas de la industria.

Figura IV-23 Aguas subterráneas salobres en la zona de México que posee recursos no convencionales en lutitas



CONAGUA, 2021

4.7 Desarrollo de proyectos

Actualmente México no cuenta con proyectos de desarrollo en yacimientos en lutitas. En este sentido, la única experiencia reportada en la perforación de pozos horizontales con terminaciones para la estimulación masiva en múltiples etapas se correlaciona con una conceptualización del desarrollo de Chicontepec presentada por Pemex en 2012; sin embargo, esta no se llegó a masificar (Narváez, 2012).

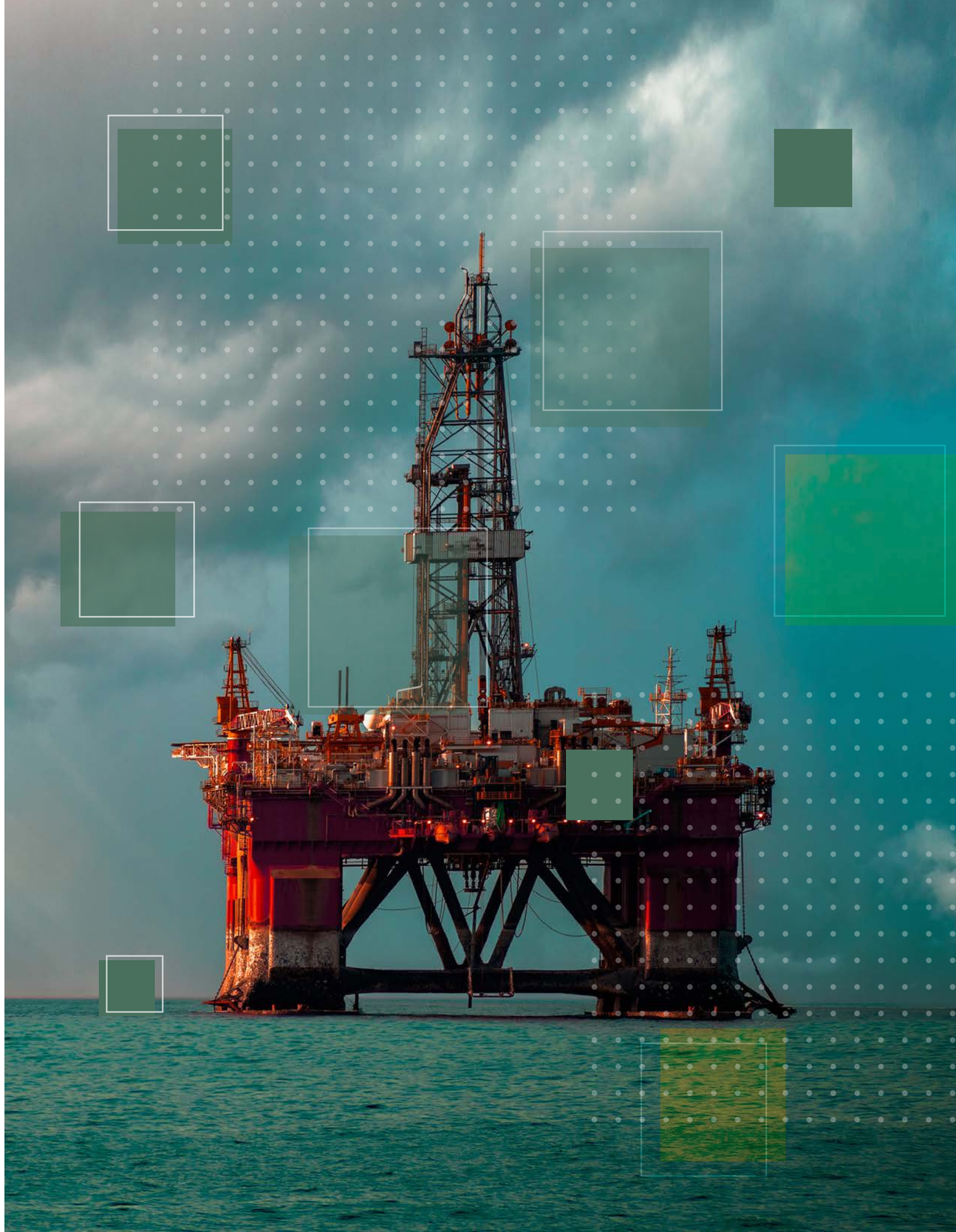
Asimismo, se reconoce que el país cuenta con un potencial atractivo en yacimientos en lutitas; y un marco normativo que garantiza preservar y evitar el impacto ambiental, respetando al entorno social y permitiendo lograr condiciones de rentabilidad económica (SENER, 2020).

4.8 Conclusión

El análisis de este capítulo demuestra que México posee una gran cantidad de recursos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en lutitas, principalmente en el noreste del país. Esto se demuestra en los resultados de 27 pozos perforados de objetivo no convencional, de los cuales 23 fueron de carácter exploratorio, y donde se obtuvo un éxito mayor al 85%, contando pozos productores comerciales, no comerciales y descubridores, por lo que se concluye que se tiene una amplia cantidad de recursos no convencionales en lutitas, pero que a su vez se requiere de una mucho mayor exploración.

En México se han desarrollado esfuerzos para cuantificar el potencial existente para estos recursos. Sin embargo, su desarrollo se ha limitado por las condiciones de estrés hídrico que existen en algunas de las regiones correspondientes y el nivel de la oposición a este tipo de desarrollo, por ser algo muy nuevo.

Existe un marco legislativo que regula cualquier desarrollo e infraestructura existente para recolectar y transportar el producto. Habría que resolver algunos problemas de disponibilidad de agua y de transporte carretero y ferroviario, pero la oportunidad para contribuir a la producción de petróleo y gas en la nación es evidente y contribuiría al crecimiento económico del país, a la soberanía de la nación y reduciría su dependencia de productos importados.



V. Retos y oportunidades

Las naciones siempre se enfrentan a retos y oportunidades con relación a su desarrollo futuro. Por lo que es importante identificar las oportunidades de mayor impacto y decidir las políticas y acciones para aprovecharlas para el beneficio de la nación.

En México, existe evidencia de las oportunidades para desarrollar yacimientos no convencionales. El país tiene los recursos, tiene la normatividad, tiene mucho de la infraestructura necesaria en las áreas de los yacimientos, y tiene la necesidad de incrementar su producción para fortalecer al país, su independencia energética y su soberanía.

Existen algunas fuertes opiniones acerca de este tipo de desarrollo, pero como se ha visto aquí, realmente tienen pocos fundamentos científicos; por ejemplo, la creencia de que producen actividad sísmica fuerte, cuando la realidad es que, si bien es cierto que producen pequeños sismos, esta actividad es menos marcada que en la extracción convencional de petróleo y gas o en otras actividades como la minería o la irrigación utilizando pozos profundos. Los otros problemas percibidos del medio ambiente como efectos en los recursos hídricos son superables con la tecnología apropiada y una normatividad adecuada para llevar a cabo el desarrollo.

No existe ningún sector económico que tenga un impacto ecológico y social nulo, por ejemplo, la agricultura reduce la diversidad de la flora, y requiere de una gran cantidad de agua, y los fertilizantes pueden ser dañinos para los trabajadores, la ganadería además de lo anterior produce grandes cantidades de metano y reduce las áreas boscosas, la minería a tajo abierto impacta negativamente en el uso de suelo y contamina las corrientes de agua, la industria de plásticos y su uso en empaques daña la vida marina, la extracción de carbón es peligrosa para los trabajadores, etc. Es por ello por lo que cada sector económico debe ser evaluado en función de costo-beneficio y debe ser estrictamente regulado y supervisado para minimizar su impacto ecológico y social, así como maximizar su desarrollo tecnológico.

En este capítulo se señalarán las oportunidades que presenta la producción de hidrocarburos de los yacimientos no convencionales, pero también, se indican los retos que necesitan ser superados para lograr el desarrollo óptimo de estos yacimientos.

5.1 Oportunidades:

5.1.1 Aprovechamiento de la información y experiencia internacional en la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales

En el estado de Texas existen dos de las áreas más productivas de esa nación en términos de producción de petróleo y gas, la Cuenca de Permian y la Cuenca de Eagle Ford.

Como se ve en la (***Figura V-1***), los *plays* no convencionales de petróleo y gas que se están desarrollando en EUA llegan hasta la frontera con México, especialmente Eagle Ford que toca una parte considerable, de casi 200 kilómetros, de la frontera. Se ha demostrado que existe una continuidad de los yacimientos norteamericanos hacia los estados colindantes de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua.

Una situación similar es la continuidad de la Cuenca de Permian hacia los estados de Chihuahua y Coahuila. Estudios recientes indican formaciones similares en ambos países, sin embargo, esta oportunidad debe ser validada y cuantificada con estudios exploratorios y con la perforación de pozos en el norte del país.

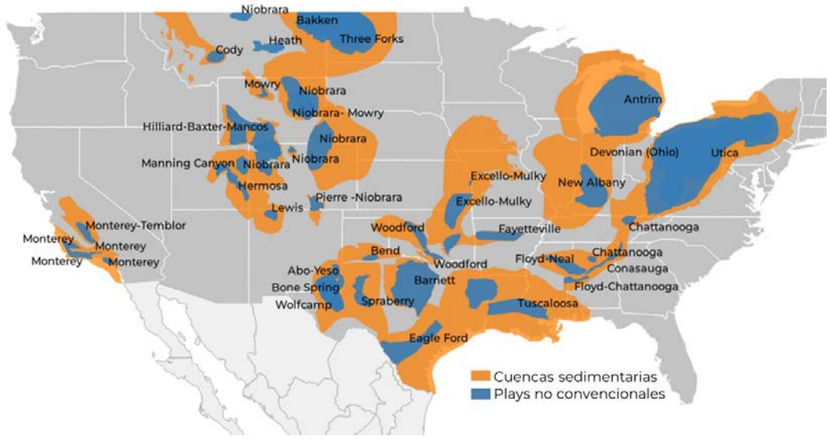
Esto puede llegar a ser muy importante si consideramos que solo Permian produjo en mayo 2022, 19.8 MMMpcd de gas natural, que es cuatro veces la producción mexicana y 5.1 MMbpd de petróleo, que es tres veces la producción nacional. (EIA, 2022)

Esta oportunidad podría posicionar a México de manera importante en la geopolítica mundial dada la situación del petróleo y gas natural en Europa, donde España, Italia y Alemania están construyendo plantas regasificadoras para sustituir el gas que actualmente reciben de Rusia, y están diversificando sus fuentes de petróleo. Esta situación ha llevado a un incremento de los precios de estos hidrocarburos.

Además, la dependencia de México del gas natural de EUA ha estado creciendo en los últimos 20 años, hasta llegar al 84% del consumo nacional, por lo que, mayor disponibilidad del gas aseguraría la autosuficiencia energética del país.

La situación en Europa con su dependencia del gas importado de Rusia enfatiza la importancia para las naciones de maximizar su independencia en cuanto a recursos energéticos, y Mexico tiene capacidad de serlo.

Figura V-1 Plays de Gas no convencional en EUA



Elaboración propia con datos de EIA, 2022

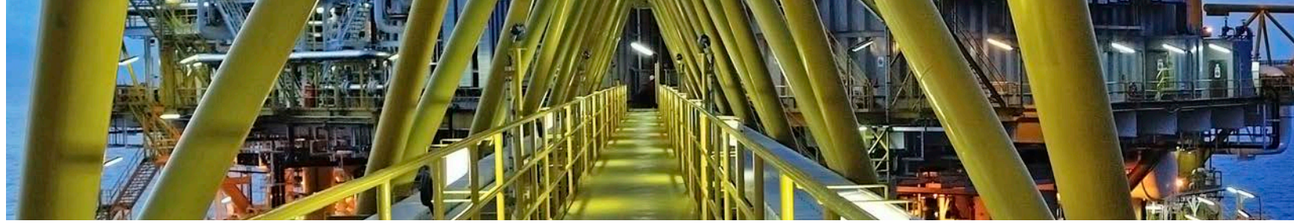
5.1.2 Adopción y desarrollo de tecnologías de punta

Las tecnologías disponibles en la actualidad para el desarrollo de los yacimientos no convencionales se basan en las experiencias observadas en las formaciones norteamericanas de EUA y Canadá, por lo que deben ser adaptadas a las condiciones geológicas y ambientales de aquellos países con recursos existentes para hacer viable el desarrollo.

Por otra parte, sería posible desarrollar la continuidad de los *plays* Eagle Ford y Permian en México, con la misma tecnología, ya que es un área parecida en clima, vegetación y recursos hídricos. La tecnología para explotar yacimientos no convencionales es relativamente moderna y existen muchas áreas que requieren de nuevas tecnologías a lo largo de la cadena de producción, tales como: la captura del metano, el reciclaje del agua y el almacenamiento o eliminación de residuos, donde las instituciones de investigación del país pudieran tener un papel importante.

5.1.3 Reducción de los gases de efecto invernadero

Una de las tendencias mundiales más importantes se dirige a minimizar el cambio climático, lo cual requiere muchas prácticas nuevas en el uso de combustibles. La experiencia internacional muestra que al incrementarse el uso de gas natural se reduce sustancialmente la generación de gases de efecto invernadero producidas por la quema de carbón y los combustibles derivados del petróleo. Como puede verse de la experiencia de EUA la explotación de yacimientos no convencionales incrementó la



producción de gas natural y redujo la producción de CO2 y otros gases de efecto invernadero. Por otra parte, los pozos no convencionales agotados pudieran servir para eliminar residuos, sobre todo para la eliminación de CO2 al convertirlo en carbonatos y almacenarlo en pozos letrina.

5.1.4 Desarrollo de productos y servicios para las cadenas de valor.

Si bien se han desarrollado nuevas tecnologías para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, mismas que se encuentran disponibles en el mercado, la falta de insumos para la cadena de valor se mantiene como el principal reto en los países con potencial en estos yacimientos. En México, por su posición geográfica, se simplifica el acceso a nuevos servicios, nuevos productos y nueva tecnología.

De esta manera, el desarrollo de procesos para la disponibilidad, uso y aprovechamiento del agua, el cuidado del suelo y el medio ambiente, así como el tratamiento y disposición de los residuos crean múltiples oportunidades que se traducen en más empleos y más actividad económica.

5.1.5 Generación de energía eléctrica de menor precio y menor contaminación.

En términos generales la energía eléctrica generada a partir de gas natural y utilizando ciclo combinado es una de las maneras más baratas para generar energía eléctrica con combustibles fósiles. A manera de ejemplo, para generar 1 MWh de electricidad se requieren 3,400 pc de gas natural, 0.56 barriles de combustóleo o 0.12 toneladas de carbón. A los precios actuales el costo total de generación eléctrica (considerando el costo de combustible, costo de operación y mantenimiento, costo de capital y costo de transmisión) es de 39.94 dls/MWh para la generación con gas natural, 117.86 dls/MWh para la generación con combustóleo y 82.61 dls/MWh para la generación con carbón. (EIA, 2022).

Esto es importante porque actualmente el 80% de la energía eléctrica del país se genera a partir de combustibles fósiles (SIE, 2022).

A futuro, los requerimientos de electricidad del país se incrementarán drásticamente al convertirse los vehículos de gasolina y diesel en vehículos eléctricos. Esta demanda solo podrá ser cubierta con recursos nacionales si se desarrollan nuevas áreas productivas de gas natural, principalmente de yacimientos no convencionales. El uso de los autos eléctricos reducirá la contaminación en los centros urbanos siempre que la electricidad sea generada con gas natural o renovables.

5.1.6 Desarrollo de la industria petroquímica nacional

La industria petroquímica es uno de los sectores de mayor crecimiento a nivel mundial, productos de uso diario como llantas, muebles, artículos para el hogar, etc., están basados en los productos petroquímicos.
La mayor parte de las cadenas petroquímicas se originan en los hidrocarburos metano, etano, propano, butano, etc., que se encuentran en el gas natural. De hecho, el 86% de los productos petroquímicos se originan en el gas natural y solo el 14% se origina en el petróleo.

En el caso de México, la importación de gas natural de EUA es de gas seco, donde ya se le han extraído la mayor parte de los precursores petroquímicos, para su propia industria petroquímica.

El desarrollo de la industria petroquímica nacional depende del crecimiento de la producción de gas natural.

5.2 Retos

5.2.1 Regulación coordinada

Una problemática general en el desarrollo de los yacimientos no convencionales es la falta de un marco normativo que integre y coordine los aspectos técnicos, ambientales, sociales y regulatorios, con una visión global y de largo plazo.

México tiene un marco normativo muy extenso para este tipo de desarrollo, pero sería importante revisarlo, integrarlo y actualizarlo donde se necesite.

5.2.2 Integración con las comunidades

En general existe una percepción desfavorable de las actividades relacionadas a los yacimientos no convencionales, la cual a menudo suele ser producto de información incompleta o incorrecta que lleva a un rechazo de este tipo de desarrollo.

Para evitar esta problemática es importante la comunicación efectiva y transparente entre los diferentes niveles de gobierno, entre Operadores Petroleros y entre comunidades y entre Operadores Petroleros y los gobiernos locales, de tal manera que se impulse, mediante incentivos, la participación de las comunidades y de los propietarios de los terrenos donde se encuentran las áreas con actividades de exploración y extracción del petróleo y gas de yacimientos no convencionales, a fin de fomentar cadenas productivas de bienes y servicios e impulsar la economía y la mano de obra local y regional.

Las actividades con las comunidades deben ser planificadas e integradas al desarrollo local, respetando en todo momento los aspectos culturales, sociales y ambientales, en un entorno local y regional. Y asegurando que las comunidades comparten el beneficio económico del desarrollo de esta industria.

5.2.3 Alineación económica de los proyectos

El desarrollo de los yacimientos no convencionales representa mayores retos técnicos y económicos y requiere de una mayor coordinación entre los actores participantes en comparación con los yacimientos convencionales.

En términos generales la producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales es más rentable que en los yacimientos no convencionales, pero éstos últimos presentan algunas ventajas significativas:

- El producto principal, que es gas natural, está más alineado al desarrollo futuro del sector energético.
- Generan más empleos que los yacimientos convencionales.
- Contribuyen de manera inmediata al desarrollo económico regional y tienen una derrama más local.

Por lo anterior, el desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales implica un entorno de competencia económica, con regulación y procesos administrativos simplificados, así como incentivos fiscales y/o apoyo gubernamental a programas de investigación e innovación tecnológica.

A nivel internacional existen los exitosos casos de EUA y Argentina, que pasaron de ser importadores de gas natural a cubrir su demanda interna y, posteriormente a ser exportadores netos de este recurso. Parece que México tiene los recursos naturales para lograr lo mismo.

5.2.4 Enfrentar el reto del consumo de agua

El desarrollo de yacimientos no convencionales implica un crecimiento del consumo de agua en las regiones del noreste del país. Existen varias soluciones a este problema; regular el reúso del agua para disminuir su consumo en las actividades de estimulación hidráulica y/o utilizar agua salobre, aguas negras urbanas o agua de mar tratadas. Finalmente, el desarrollo de otras tecnologías de estimulación, como pudieran ser: geles, aire y otros gases.

5.2.5 Actualización del régimen fiscal

En términos generales el régimen fiscal actual está basado en un impuesto sobre la producción y no sobre las utilidades obtenidas. Ésto provoca que campos con baja producción pero que son comerciales antes de impuestos resulten con rentabilidad negativa al aplicárseles el régimen fiscal, y por lo tanto no convengan para ser desarrollados. Otro ejemplo de esto es que existe una preferencia por la producción petrolera, en donde se pueden obtener ingresos fiscales inmediatos, en lugar de la producción gasífera donde la cadena de valor es más larga y el cobro de impuestos se realiza al final de cada etapa.

5.3 Conclusiones

Desde hace dos décadas, México ha incrementado su consumo de gas natural y sus importaciones de gas natural de EUA para satisfacer la creciente demanda de este energético. No obstante que México en la estadística internacional del 2013, ocupa el 6° lugar de los países con recursos técnicamente recuperables de hidrocarburos en yacimientos en lutitas (EIA), México importa el 84% de gas seco para satisfacer su consumo interno (CNH, 2022). Esto sin duda, nos lleva a reflexionar sobre el reto extraordinario que sería un replanteamiento de la estrategia de exploración y extracción para incorporar el desarrollo de los yacimientos no convencionales, con una visión hacia la autosuficiencia energética nacional.

VI. Anexos

Anexo 1.- El marco normativo de la explotación de los yacimientos no convencionales en México.

En la **Reforma Energética** se establecieron, entre otros, los siguientes puntos:

- Las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se llevarán a cabo mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos. Lo anterior, con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación.

- Los mecanismos para garantizar la coordinación entre los órganos reguladores en materia de energía y la Administración Pública Federal, para que, en el ámbito de sus respectivas competencias, emitan sus actos y resoluciones de conformidad con las políticas públicas del Ejecutivo Federal.

- Se creó la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección del Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia), como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), encargada de la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos.

Por otro lado, la **Ley de la Agencia** entre otras cosas establece que ésta cuenta con las facultades para llevar a cabo lo siguiente:

- Aportar los elementos técnicos sobre Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, a las autoridades competentes, para las políticas energética y ambiental del país, así como para la formulación de los programas sectoriales en esas materias.

- Regular, supervisar y sancionar en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, en relación con las actividades del Sector, incluyendo las etapas de desmantelamiento y abandono de las instalaciones, así como de control integral de los residuos y las emisiones a la atmósfera.

- Establecer los lineamientos para la conformación y operación de los Sistemas de Administración con que deberán contar los Regulados.

A continuación, se mencionan algunos puntos medulares de la **Ley de Aguas Nacionales**:

- Regular la explotación, uso o aprovechamiento de las aguas nacionales, su distribución y control, así como la preservación de su cantidad y calidad para lograr su desarrollo integral sustentable.

- Expedir las declaratorias de zonas de reserva de aguas nacionales superficiales o del subsuelo, así como los decretos para su modificación o supresión.

- El Ejecutivo Federal es la autoridad competente encargada de la administración en materia de aguas nacionales y de sus bienes públicos inherentes, quien la ejercerá directamente o a través de la Comisión Nacional de Agua (en adelante, CONAGUA).

- Compete al Ejecutivo Federal a través de la CONAGUA reglamentar por cuenca hidrológica y acuífero, el control de la extracción, así como la explotación, uso o aprovechamiento de las aguas nacionales del subsuelo, inclusive las que hayan sido libremente alumbradas, y las superficiales.

- Expedir las declaratorias de zonas de reserva de aguas nacionales superficiales o del subsuelo, así como los decretos para su modificación o supresión.

En lo que respecta la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente y su Reglamento en Materia de Impacto Ambiental se destacan los siguientes puntos:

- Las disposiciones de esta ley tienen por objeto propiciar el desarrollo sustentable y establecer las bases para: garantizar el derecho de toda persona a vivir en un medio ambiente sano para su desarrollo, salud y bienestar; el aprovechamiento sustentable, la preservación y, en su caso, la restauración del suelo, el agua y los demás recursos naturales, de manera que sean compatibles la obtención de beneficios económicos y las actividades de la sociedad con la preservación de los ecosistemas; la prevención y el control de la contaminación del aire, agua y suelo.

- El artículo 28 junto con su fracción II establece que quienes pretendan llevar a cabo actividades en la industria del petróleo, requerirán previamente la autorización en materia de impacto ambiental de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

- Por otra parte, el artículo 5, inciso D), fracción I del Reglamento en materia de Evaluación de Impacto Ambiental de la Ley materia del presente rubro, establece que quienes pretendan llevar a cabo Actividades de perforación de pozos para la exploración y extracción de hidrocarburos, también requerirán la autorización de la SEMARNAT.

Respecto a los Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se establecen, entre otras, las siguientes disposiciones:

- Establecer las disposiciones de carácter general y los requisitos en materia de protección y conservación de las Aguas Nacionales y sus Bienes Públicos inherentes.
- Los Operadores Petroleros tomando en consideración las actividades que planea llevar a cabo y que requieran el uso, explotación o aprovechamiento de Aguas Nacionales deben de realizar alguna de las siguientes acciones:
  - Solicitar una concesión, presentando la información y documentación que establece la ley, así como el Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión, el volumen total de agua que se requiere, los aditivos a emplear como fluidos fracturantes con todas sus características y especificaciones entre otra información técnica adicional.
  - Solicitar concesiones para extraer aguas marinas interiores o del mar, autorizaciones para utilizar aguas residuales no comprometidas del uso urbano o transmitir derechos otorgados en el mismo acuífero o cuenca, para los casos en los que no exista disponibilidad del agua en el área contractual o de asignación.
  - Presentar un expediente por pozo de extracción de agua al término de su perforación que contenga información técnica.
  - Solicitar un permiso de descarga para las aguas residuales.
  - Instalar capas impermeables para aislar y con esto prevenir la infiltración de sustancias contaminantes al subsuelo y a los acuíferos en los sitios de perforación y en las áreas de almacenamiento de fluidos y aditivos.
- Los Operadores serán responsables y estarán obligados a la reparación del daño ambiental o a la compensación, también responderán por cualquier otro tipo de responsabilidad civil, penal o administrativa.

Disposición de los recortes de perforación

NORMA Oficial Mexicana **NOM-115-SEMARNAT-2003**, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.

- 4.3.5 Todos los residuos sólidos, líquidos y domésticos se deben almacenar, temporalmente, en contenedores con tapa para su posterior disposición final.
- 4.3.7 Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite deben manejarse conforme a la normatividad aplicable en la materia.
- 4.3.8 Sin perjuicio de lo que establece el numeral anterior, los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite, resultantes de la perforación de los pozos petroleros, deben colectarse en góndolas o presas metálicas para su transporte, tratamiento, reciclaje y, en su caso, disposición final.

NORMA Oficial Mexicana **NOM-149-SEMARNAT-2006**, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas.

- Los lodos base aceite recuperados de la perforación de pozos petroleros, así como los recortes de perforación impregnados con los mismos no deben verterse al mar.
- El transporte marítimo de los recortes de perforación será en los mismos contenedores en los que fueron colectados. Los contenedores deben estar cerrados para prevenir derrames durante su manejo y su diseño deber ser de tal manera que puedan soportar caídas o golpes sin que presenten daños en su estructura.
- Los contenedores identificarán el tipo de residuo recolectado y no se llenarán a más de 90% de su capacidad, a fin de evitar la contaminación por derrames.

PROYECTO de Norma Oficial Mexicana **PROY-NOM-153-SEMARNAT-2006**. Que establece las especificaciones ambientales para la inyección de recortes de perforación en formaciones receptoras.

Los recortes de perforación impregnados con fluidos de perforación base aceite no están clasificados como residuos peligrosos en la **NOM-052-SEMARNAT-2005**, que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos, además de que conforme al artículo tercero transitorio de dicha Norma Oficial Mexicana, las Constancias de No Peligrosidad de los Recortes de Perforación, como actos administrativos concretos, actualmente son válidas y vigentes.

Por su eficiencia ambiental, en muchos países productores de petróleo, la inyección de recortes de perforación con una impregnación menor al 20% de fluidos de perforación a pozos agotados o fracturados naturalmente, ha ido cobrando preeminencia en los procesos de manejo de este tipo de residuos, ya que adicionalmente, conlleva la disminución de costos.

La inyección de recortes a pozos es un proceso donde los recortes de perforación se recolectan y transportan a un sistema que los organiza, mezcla, clasifica y acondiciona convirtiéndolos en una mezcla bombeable, la cual se inyecta a un yacimiento (formación receptora), localizada debajo de un estrato impermeable, con capacidad de almacenamiento y buena porosidad, que no permita el flujo, para asegurar su eliminación total y evitar la posibilidad de contaminar el ambiente.

Con el fin de prevenir cualquier tipo de afectación al suelo y a los acuíferos, resulta necesario establecer medidas adecuadas para la inyección de los recortes de perforación.

Norma oficial mexicana **NOM-161-SEMARNAT-2011**, que establece los criterios para clasificar a los residuos de manejo especial y determinar cuales están sujetos a plan de manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo

- 6.1 Que se generen en cualquier actividad relacionada con la extracción, beneficio, transformación, procesamiento y/o utilización de materiales para producir bienes y servicios, y que no reúnan características domiciliarias o no posean alguna de las características de peligrosidad en los términos de la Norma Oficial Mexicana **NOM-052-SEMARNAT-2005**,

Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos

- Artículo 9.- Son facultades de las Entidades Federativas: I. Formular, conducir y evaluar la política estatal, así como elaborar de manera coordinada con la Federación los programas en materia de residuos de manejo especial, acordes al Programa Nacional para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, el Programa Nacional para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos de Manejo Especial y el Programa Nacional de Remediación de Sitios Contaminados, en el marco del Sistema Nacional de Planeación Democrática, establecido en el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos;

Anexo 2.- Conversiones usadas

	TJ	Gcal	Mtoe	Mbtu	GWh
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^{4}	107	1	3.968×10^{7}	11 630
Mbtu	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

Poder calorífico usado para conversiones de volumen a energía y viceversa: 1 pie cúbico tiene 1037 BTU.
Poder calorífico de 1 MMMMbpce (barril de petróleo crudo equivalente): 1,055.88 TJ=0.965 MMpc

Acrónimos

ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
CER	Regulador de Energía de Canadá (*Canada Energy Regulator*)
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
EUA	Estados Unidos de America
EIA	Agencia de Información Energética de los EE. UU. por sus siglas en inglés (*Energy Information Agency*)
GNL	Gas natural licuado
IEA	Agencia Internacional de Energía por sus siglas en inglés (*International Energy Agency*)
PEMEX	La Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y filiales
SENER	Secretaría de Energía
SIAVI	Sistema de Información Arancelaria Vía Internet
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
dls	Dólares de los Estados Unidos de América

Unidades

bcfd	Miles de millones (1×10^9) de pies cúbicos diarios por sus siglas en inglés (*billion cubic feet*); equivalente a MMMpcd
BTU	*British Thermal Unit*, representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.
MMMb	Miles de millones (1×10^9) de barriles de petróleo
Mbd	Miles (1×10^3) de barriles diarios
MMMbpce	Miles de millones (1×10^9) de barriles de petróleo crudo equivalente
Mcfd	Millones (1×10^6) de pies cúbicos diarios por sus siglas en inglés (*million cubic feet*); equivalente a MMpcd
MMMpcd	Miles de millones (1×10^9) de pies cúbicos diarios, equivalente a bcfd en inglés
MMMMpc	Billones (1×10^{12}) de pies cúbicos, equivalente a tcf en inglés
MMpcd	Millones (1×10^6) de pies cúbicos diarios, equivalente a Mcfd en inglés
MMpcdgne	Millones (1×10^6) pies cúbicos diarios de gas natural equivalente. Esta unidad se utiliza para poder hacer comparable el poder calorífico de diferentes energéticos.
Mtoe	Millones de toneladas equivalentes a petróleo por sus siglas en inglés (*million tons of oil equivalent*)
tcf	Billones (1×10^{12}) de pies cúbicos diarios por sus siglas en inglés (*trillion cubic feet*); equivalente a MMMMpc

Estudios relacionados y bibliografía

1. Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2019). DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial Articulo 2. 21 de junio de 2022, Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475639/VF_DACG_RyES_EyE_-_compilado__10.julio.2019.pdf

2. Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G., Jocken, V., Calvez, J. L., Lewis, R., Miller, C., Thaeler, J., & Toelle, B. (2011). Shale Gas Revolution. Oilfield Review, 23(3). P 40-55.

3. Aminian, K. (2003). Coalbed Methane-Fundamental Concepts. Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University, Morgantown, WV.

4. Araujo, R. (2013). Caracterización de Yacimientos No-Convencionales. Halliburton Consulting.

5. Argentina.gob.ar. (2021). Producción de petróleo convencional y no convencional. 25 de junio de 2022, de Argentina.gob.ar Sitio web: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/produccion-petroleo-conv-y-no-conv

6. Asociación regional de empresas del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. (2016, junio). Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencionales en América Latina y el Caribe. https://es.arpel.org/library/publication/462/. Recuperado 9 de junio de 2022, de https://es.arpel.org/library/publication/462/

7. Bartolini, C., Buffler, R. T., Chapa, A. C., & Geologists, A. A. P. (2002). Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas Basin in Northeastern Mexico. En The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics,Sedimentary Basins, and Petroleum Systems (Vol. 75, pp. 241–270). American Association of Petroleum Geologists. https://doi.org/10.1306/M75768C10

8. Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2021). Producción de gas desde su origen. Oilfield Review, 36–49.

9. C. Boyer, B. Clark, V. Jochen, R. Lewis and C. K. Miller, "Shale Gas: A Global Resource," Oilfield Review, Vol. 23, No. 3, 2011, pp 28-39.

10. Canada Energy Regulator . (2022). Hoja informativa sobre los futuros energéticos de Canadá para 2021: descripción general. 25 de junio de 2022, de Canada Energy Regulator Sitio web: https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2021overview/index.html

11. Canada Energy Regulator. (2022). Exploring Canada's Energy Future. 25 de junio de 2022, de Canada Energy Regulator Sitio web: https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/

12. Chávez, G., Aranda, J. J., & Iriondo, A. (2009). Culminación de la Orogenia Laramide en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., 54(1), 78–89.

13. Cipolla, C. L., Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Lolon, E. P., & Vincent, M. C. (2008). The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. https://doi.org/10.2118/115769-ms

14. Comisión Nacional de Hidrocarburos . (2018). Opinión Técnica Modificación del . Título de Asignación: A-0163-M-Campo Jaf . 21/07/2022, de CNH Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493881/Opinion_Tecnica_Modificacion_Asignacion_A-0163-M-Campo_Jaf_VP.pdf

15. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). Altas Geológico No Convencionales. (C. N. Hidrocarburos, Ed.). 21 de junio de 2022, Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf

16. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). El sector del gas natural: Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional, pp.188, México: CNH.

17. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). Recursos Prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas del Golfo de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 169 pp. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517230/Libro_de_Recursos_Prospectivos-Perdido-Cordilleras-Salina.pdf

18. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). Reporte de Reservas de Hidrocarburos y Recursos Prospectivos. 21 de junio de 2022, Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: https://hidrocarburos.gob.mx/media/3384/reporte_reservas_recursos7.pdf

19. Congreso de la Unión. (20 de diciembre de 2013). Reforma energética. 21 de junio de 2022, Gobierno de México Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/164370/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11_1_.pdf

20. Considine T. J., Watson R., Blumsack S. (2010). The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update. 2010, de Pennsylvania State University College of Earth and Mineral Science.

21. De la Borda, J. Á. & Petróleos Mexicanos. (2005). Los orígenes de la industria petrolera en México, 1900–1925. Petróleos Mexicanos, 182pp.

22. Dong, D., Wang, Y., Li, X., Zou, C., Guan, Q., Zhang, C., Huang, J., Wang, S., Wang, H., Liu, H., Bai, W., Liang, F., Lin, W., Zhao, Q., Liu, D., & Qiu, Z. (2016). Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China. Natural Gas Industry B, 3(1), 12–26. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.02.002

23. Dow, W.G. (1977). Kerogen studies and geological interpretations: Journal of Geochemical Exploration. Volumen. 7 (p. 79-99). https://doi.org/10.1016/0375-6742(77)90078-4

24. EIA/ARI (U.S. Energy Information Administration and Advanced Resources International, Inc.). (2013). World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, 707 pp.

25. EIA/ARI (U.S. Energy Information Administration and Advanced Resources International, Inc.). (2013b) Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 76 p.

26. Escalera, J.A. y Hernández, U., (2010). Provincias petroleras de México: Well Evaluation Conference México 2010, Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica, p. 1.2-1.33.

27. Escalera, J.A., (2010). Estrategia, Logros y Desafíos de la Exploración Petrolera en México: Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería, Especialidad: Ingeniería Geológica, 70 pp.

28. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E., y Veatch, R. W. (1989). Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Henry L. Doherty Series (SPE Monograph Vol. 12) USA: SPE Richardson TX.

29. González-García., R. y Holguín-Quiñones, N., (1992). Las rocas generadoras de México: Boletín AMGP, v. 42, no. 1, p. 16-30.

30. Granados-Hernandez, J.C., Muñoz-Cisneros, R., Caraveo-Miranda, L.R., Guerrero-Tristán, M.M., García-Ortega, M. and Padilla-Bastida, R., (2017). The Emerging Unconventional Upper Jurassic Oil Play in Mexico: SPE Conference Paper 185024, 15 pp.

31. HiQuake. (2019). The Human-Induced Earthquake Database. 21 de junio de 2022, HiQuake Sitio web: https://inducedearthquakes.org/

32. Iain C. Scotchman. (2016). Shale gas and fracking: Exploration for unconventional hydrocarbons. 2022, de Proceedings of the Geologists Association.

33. IHS Markit. (s.f.). Manual del sistema IHS Harmony: Shale Propierties. 21 de junio de 2022, IHS Markit Sitio web: https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/reference_material/general_concepts/shale_properties.htm

34. James G.Speight. (2013). Shale Gas Production Processes. Wyoming, USA: CD&W Inc., Laramie.

35. Jarvie, D.M., (2012). Shale resource systems for oil and gas: Part 1— Shale-gas resource systems: in Breyer, J.A. ed., Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, p. 89–119.

36. Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E. and Pollastro, R.M., (2017). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG Bulletin, v. 91, no. 4, p. 475-499.

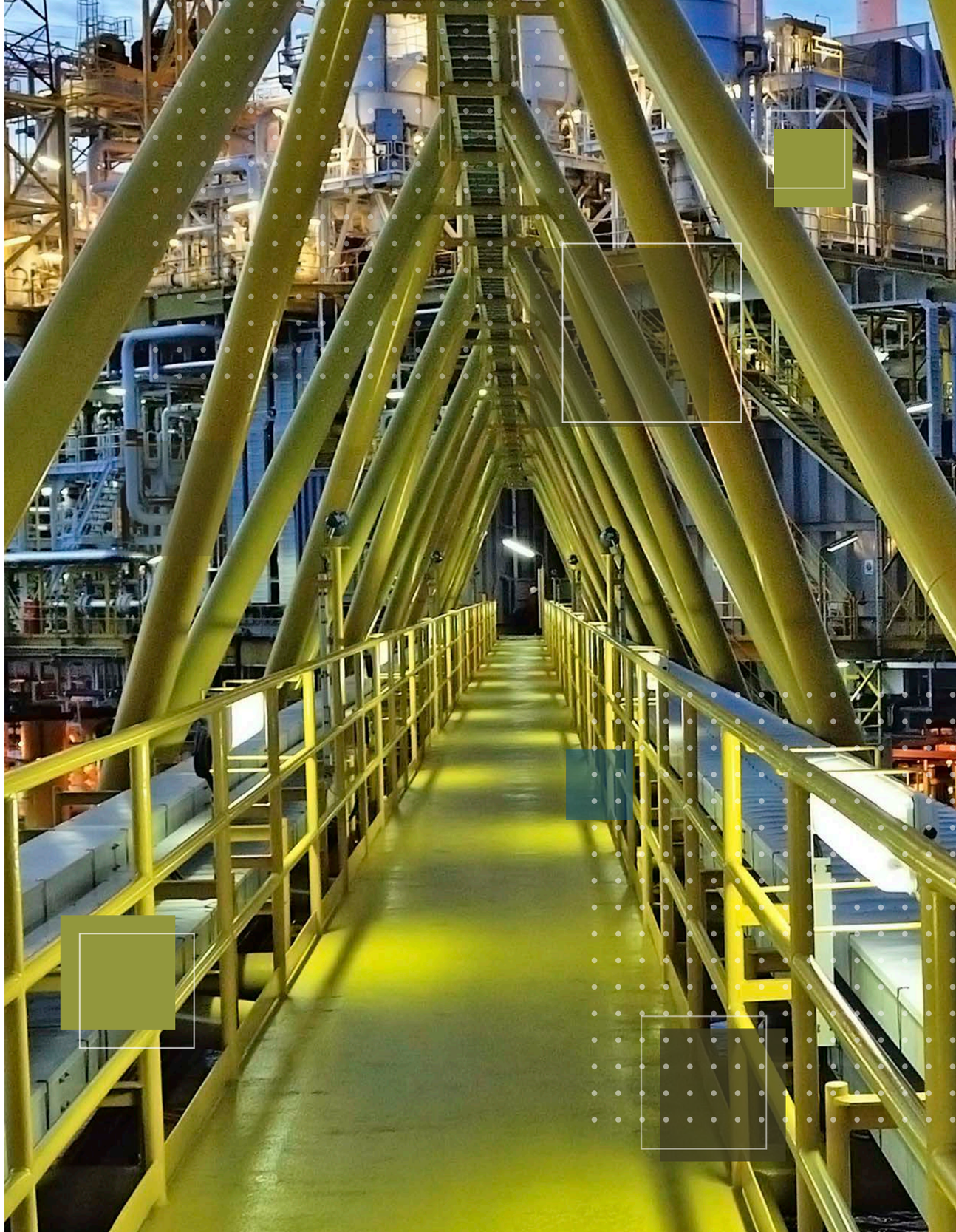
37. Jesse Esparza, Faouzi Aloulou, Andrew Estes. (2017). Argentina busca aumentar la producción de gas natural a partir de recursos de esquisto para reducir las importaciones. 2022, de U.S. Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29912

38. Joël Le Calvez, Raj Malpani, Jian Xu, Jerry Stokes & Michael Williams, Schlumberger 2016, Fracturamiento hidráulico: Valoraciones a partir del monitoreo microsísmico, Oilfield Review.
39. Law, C., (1999). Evaluating Source Rocks, Chapter 6: in Beaumont, E. and Foster, N.H., eds., Treatise/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for oil and gas traps, American Association of Petroleum Geologists, p. 6-41.
40. Mancini, F., Zennara, R., Buongiorno, N., Breccia, P., & Chirico, M. (2011). Surface facilities for shale gas: A matter of modularity, phasing and minimal operations.
41. Maugeri Leonardo, The shale oil boom: a U.S. phenomenon, The geopolitics of energy Project, Discussion Paper 2013-05, Harvard University, USA, 2013.
42. Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina (MINEM). (2022). Producción de Petróleo y Gas - desde 2009 - Sesco Web (Tablas Dinámicas). 24/05/2022, de Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina (MINEM) Sitio web: http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-tablas-dinamicas
43. Nakano, Pumphrey, Price y Walton. Prospects for Shale Gas Development in Asia, Examining Potencials and Challenges in China and India. 2012. 1-10.
44. Nolen-Hoeksema, R. (2013). Elementos de Fracturamiento Hidráulico. Oilfield Review, 25(2), 57–58. https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-hydraulics-spanish
45. Ortega-Gutierrez, Fernando, Mitre-Salazar, Luis M., Roldán-Quintana, J., Aranda-Gómez, José J., Morán-Zenteno, Dante, Alaníz-Alvarez Susana, A., Nieto-Samaniego, Ángel F.1992. Texto Explicativo de la Quinta Edición de la Carta geológica de la República Mexicana, Escala 1:2´000,000. Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México y el Consejo de Recursos Minerales, de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
46. Pankaj, P., Patron, K. E., & Lu, H. (2018, September). Artificial lift selection and its applicationsfor deep horizontal wells in unconventional reservoirs. In Unconventional Resources TechnologyConference, Houston, Texas, 23-25 July 2018 (pp. 3890–3910). Society of ExplorationGeophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers.
47. Parra, P.A., Rubio, N., Ramirez, C., Guerra, B.D.V., Exler, V.A., Campos, I.R., Trejo, M., Olguin, J., Vargas, C., Valbuena, R., Soler, D., Weimann, M., Lujan, V., Bonningue, P., Reyes, P., Martinez, R., Muñoz, R., Rodríguez, E. and García, M., (2013). Unconventional Reservoir Development in Mexico: Lessons Learned From the First Exploratory Wells. SPE Conference Paper 164545, 14 pp.
48. Passey, Q.R, Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R and Sinha, S. (2010). From Oil Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs: SPE Conference Paper 131350, 29 pp.
49. Pemex PEP. (2013). Presentación: Oportunidades en Shale Gas del Activo Integral Burgos.
50. Pemex. (2012). Aceite y gas en lutitas, avances en la evaluación de su potencial en México, presentación en la Sociedad Geológica Mexicana.
51. Pemex. (2013). Evaluación de recursos prospectivos no convencionales de aceite y gas de lutitas en las Provincias Geológicas de Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz: Subdirección de Exploración, Proyecto de Aceite y Gas en Lutitas, 37 pp.
52. Peters, K.E., and Cassa, M.R. (1994). Applied source rock geochemistry, Chapter 5: in Magoon, L.B. and Dow, W.G., eds., The petroleum system-from source to trap: AAPG Memoir 60, p. 93-117.
53. Peters, K.E., Xia, X., Pomerantz, D., Mullins, O. (2015). Geochemistry applied to evaluation of unconventional resources, Chapter 3: in Ma, Y.Z., Holditch, S. and Royer, J.J., eds., Unconventional Resource Handbook: Evaluation and Development. Elsevier, 536 pp.
54. Precios del gas natural. (2022). GlobalPetrolPrices.com. Recuperado 1 de junio de 2022, de https://es.globalpetrolprices.com/natural_gas_prices/
55. PROFEPA. (5 de septiembre de 2016). Reglamento de la ley general para la prevención y gestión integral de los residuos: Artículo 34 Bis. 21 de junio de 2022, PROFEPA Sitio web: https://www.gob.mx/profepa/documentos/reglamento-de-la-ley-general-para-la-prevencion-y-gestion-integral-de-los-residuos

Referencias

56. Robert L. Kennedy; William N. Knecht; Daniel T. Georgi. (2012). Comparisons and Contrasts of Shale Gas and Tight Gas Developments, North American Experience and Trends. 8 de junio de 2022, de SPE Sitio web: https://doi.org/10.2118/160855-MS
57. Román, R.J.R. y Holguín, Q.N. (2001). Subsistemas generadores de la región norte de México: Boletín AMGP, v. 49, No. 1-2, p. 68-84.
58. Schenk, C. J., Charpentier, R. R., Klett, T. R., Tennyson, M. E., Gaswirth, S., Brownfield, M. E., Pawlewicz, M. J., and Weaver, J. N. (2014). Assessment of unconventional oil and gas resources in Northeast Mexico, 2014: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2014–3047.
59. Schlumberger. (2021). Oilfield Glossary en Español. 21 de junio de 2022, Schlumberger Sitio web: https://glossary.oilfield.slb.com/
60. Scotchman, I.C. (2016). Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons: Proceedings of the Geologists' Association, vol. 127, iss. 5, p. 535-551.
61. Secretaría de Energía . (2022). Capítulo IV Pozos . 25/05/2022, de Secretaría de Energía Sitio web: http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo/archivo/cb5c0f04-7835-45cd-b982-3e25ca7d7751
62. Secretaría de Energía . (2022). Producción de Pozos de Gas y Petróleo No Convencional. 25 de mayo de 2022, de Secretaría de Energía Sitio web: http://datos.energia.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo/archivo/b5b58cdc-9e07-41f9-b392-fb9ec68b0725
63. Secretaria de Energía. (2022). Sistema de Información Energética. 27 de junio de 2022, de SENER Sitio web: https://sie.energia.gob.mx/
64. SEMARNAT. (2011). Guía de criterios ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos contenidos en Lutitas. 21 de junio de 2022, SEMARNAT Sitio web: http://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/Libros2011/CD001945.pdf
65. Slatt, R. (2011). Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales: Central European Journal of Geosciences, vol. 3, p. 435-448.
66. Sondergeld, Carl H., Kent Edward Newsham, Joseph Thomas Comisky, Morgan Craig Rice, Chandra Shekhar Rai. "Petrophysical considerations in evaluating and producing shale ga resources." SPE Unconventional Gas Conference. Society of Petroleum Engineers (2010).
67. SPE. (2018). Petroleum Resources Management System: Society of Petroleum Engineers, 57 pp.
68. Stevens, S.H. and Moodhe, K.D. (2015). Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential: SPE Conference Paper 164545, 15 pp.
69. Temizel, C., Canbaz, C. H., Betancourt, D., Ozesen, A., Acar, C., Krishna, S., & Saputelli, L. (2020). A Comprehensive Review and Optimization of Artificial Lift Methods in Unconventionals. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. https://doi.org/10.2118/201692-ms
70. Tissot, B.P. and Welte, D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence, 2 ed.: New York, Springer-Verlag, 699 pp.
71. U.S: Energy Information Administration. (2015). Obtenido de World Shale Resource Assessments. 21 de junio de 2022, U.S. Energy Information Administration's Sitio web: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/
72. U.S: Energy Information Administration. (2017). INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2017. 2022, de U.S. Energy Information Administration's Sitio web: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf
73. U.S: Energy Information Administration. (2021). Crude Oil and Natural Gas Drilling Activity. 25 de junio de 2022, de Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_drill_s1_a.htm
74. U.S: Energy Information Administration. (2021). Crude Oil Production. 25 de junio de 2022, de Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbl_a.htm

75. U.S: Energy Information Administration. (2021). Natural Gas Gross Withdrawals and Production. 25 de junio de 2022, de Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FGW_mmcf_a.htm
76. U.S: Energy Information Administration. (2021). Shale Gas Production. 25 de junio de 2022, de Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm
77. U.S: Energy Information Administration. (2022). Drilling Productivity Report. 27 de junio 2022, de EIA Sitio web: https://www.eia.gov/petroleum/drilling/archive/2022/05/
78. U.S: Energy Information Administration. (2022). Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022. 27 de junio 2022, de EIA Sitio web: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
79. U.S: Energy Information Administration. (2022). Natural gas explained Where our natural gas comes from. 13 Junio 2022, de Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php
80. U.S: Energy Information Administration. (2022). Oil and petroleum products explained Where our oil comes from. 13 Junio 2022, de Energy Information Administration Sitio web: https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/where-our-oil-comes-from-in-depth.php
81. Vengosh, A., Jackson, R. B., Warner, N., Darrah, T. H., & Kondash, A. (2014). A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. Environmental Science & Technology, 48(15), 8334–8348. https://doi.org/10.1021/es405118y
82. Villalba, M. S. (2018). Hidrocarburos no convencionales en Argentina: exploraciones en lo profundo, transformaciones territoriales en superficie. Territorios, (39), 225-243.
83. Wang, Z. Q. (2010). Studies on the Water resource pollution, prevention, and Control industry of our Nation. China University of Geosciences (Beijing).
84. Xia, L., and Luo, D. (2014). A method for calculating economic critical depth of shale gas resources in China via break-even analysis: Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 21, p. 1091-1098.
85. Yuan, Y., Jin, Z., Zhou, Y., Liu, J., Li, S. and Liu, Q. (2017). Burial depth interval of the shale brittle–ductile transition zone and its implications in shale gas exploration and production: Petroleum Science, vol. 14, p. 637–647.
86. Zee Ma, Y., 2016, Unconventionals Resources from Exploration to Production, Chapter 1: in Zee Ma, Y. and Holditch, S.A. eds., Unconventional Oil and Gas Resources Handbook, Evaluation and Development, Elsevier, 536 pp.
87. Zhao, K., Tian, W., Li, X., & Bai, B. (2018). A physical model for liquid leakage flow rate duringplunger lifting process in gas wells. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 49, 32–40.
88. Zhiltsov, S.S., Semenov, A.V. (2016). Shale Gas: History of Development. In: Zhiltsov, S. (eds) Shale Gas: Ecology, Politics, Economy. The Handbook of Environmental Chemistry, vol 52. Springer, Cham.
89. Zuckerman, G. (2013b). The Frackers: The Outrageous Inside Story of the New Billionaire Wildcatters (Illustrated ed.). Portfolio.



CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

www.gob.mx/cnh
www.rondasmexico.gob.mx
www.hidrocaarburos.gob.mx