



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ENERGÍA

ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL PARA UN POZO DE SHALE GAS EN MÉXICO EN UN MARCO
DE MEJORAS REGULATORIAS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
Avitúa Varela Pedro Ángel

DIRECTOR DE TESIS
Dr. Víctor Rodríguez Padilla

FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE DE 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Contenido

Lista de figuras	iii
Lista de tablas	v
1 Extracción de gas en lutitas	3
1.1 ¿A qué se le llama recurso no convencional?	3
1.2 ¿Cómo se forman los yacimientos de aceite y gas en lutitas?	4
1.2.1 Proceso de sedimentación.	4
1.2.1.1 Transportación.	4
1.2.1.2 Depositación.	4
1.2.1.3 Diagénesis.	5
1.2.2 Rocas clásticas comunes	5
1.2.2.1 Lutita	5
1.2.2.2 Areniscas.	6
1.2.2.3 Conglomerado	6
1.2.3 Sistema Petrolero	6
1.3 ¿Qué es el fracturamiento hidráulico?	7
1.4 Breve historia del fracturamiento hidráulico.	8
1.4.1 Los comienzos del fracturamiento hidráulico	8
1.4.2 De sus inicios a la actualidad	9
1.5 Beneficios del fracturamiento hidráulico.	12
1.5.1 Beneficios económicos.	12
1.5.1.1 Beneficios económicos en México.	12
1.5.2 Impacto Ambiental.	12
1.5.3 Beneficios técnicos	13
1.6 Perforación direccional.	13
1.7 Procedimiento de un fracturamiento hidráulico en lutitas	15
1.7.1 Terminaciones en pozos horizontales.	16
1.7.1.1 Terminación en agujero descubierto o con liner ranurado.	16
1.7.1.2 Terminación con tubería cementada.	19
1.7.1.3 Flujo de retorno	20
1.7.2 Apuntalantes	21
1.7.2.1 Apuntalantes de arenas	21
1.7.2.2 Arenas Ottawa	21
1.7.2.3 Arenas Brady	22
1.7.2.4 Bauxita sinterizada	22
1.7.2.5 Apuntalantes cubiertos de resina.	23
1.7.2.6 Apuntalantes ultraligeros.	24
1.7.3 Hidráulica.	25
1.7.3.1 Fluido fracturante.	25
1.7.3.2 Fluidos reticulados organometálicos	28
1.7.4 Equipo superficial utilizado en el facturamiento hidráulico.	30
1.7.5 Abandono del pozo.	31
1.8 Riesgos ambientales.	31

1.8.1	Manejo de agua	32
1.8.1.1	Suministro del agua.	32
1.8.1.2	Transporte.	33
1.8.1.3	Almacenamiento.	33
1.8.1.4	Tratamiento de residuos.	34
1.8.1.5	Disposición final.	34
1.8.2	Derrames superficiales.	35
1.8.2.1	Medidas para mitigar derrames superficiales.	36
1.8.3	Protección de acuíferos superficiales.	36
1.8.3.1	Extensión de fracturas a la superficie.	37
1.8.3.2	Fuga a través del contacto cemento-tubería o cemento-roca.	38
1.8.4	Actividad sísmica relacionada al fracturamiento hidráulico.	38
1.8.5	Erosión de suelos.	39
1.8.6	Contaminación del aire.	40
1.8.7	Contaminación por ruido.	40
2	Perspectiva actual de México de Shale Gas y Shale Oil.	41
2.1	Cuencas geológicas	45
2.2	Cuenca Tampico-Misantla	47
2.2.1	Play Pimienta	48
2.2.2	Play Agua Nueva	49
2.3	Cuenca de Burgos	51
2.3.1	Play Pimienta	52
2.3.2	Play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford-Agua Nueva	52
2.4	Cuencas de Sabinas y Burro-Picachos	53
2.4.1	Play Jurásico Superior Tithoniano La Casita	54
2.4.2	Play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford	55
2.5	Cuenca de Veracruz	56
2.5.1	Play Cretácico Superior Turoniano Maltrata	57
2.6	Cuenca de Chihuahua	59
2.6.1	Play Jurásico Superior Tithoniano La Casita	60
2.6.2	Play Cretácico Superior Turoniano Ojinaga	60
2.7	Datos de las cuencas con potencial de gas o aceite en lutitas	60
2.8	Pozos de alto ángulo para yacimientos no convencionales perforados en México.	62
2.8.0.1	Burgos en Eagle Ford	63
2.8.0.2	Burgos en J. Pimienta	66
2.8.0.3	Sabinas en Eagle Ford	67
2.8.0.4	Tampico Misantla en J. Pimienta	68
3	El gas como instrumento de transición energética.	71
3.0.1	Rol del gas como respaldo de la Transición energética	71
3.1	Matriz energética nacional	74
3.2	El gas natural en el contexto de política energética en México	77
3.2.1	Políticas e instituciones públicas	77
3.2.2	Secretaría de Energía (SENER)	79
3.2.2.1	Sector eléctrico	79
3.2.2.2	Sector hidrocarburos	80
3.2.3	Centro Nacional de Control de Gas (CENAGAS)	81
3.2.4	Comisión Reguladora de Energía (CRE)	81
3.2.4.1	Sector eléctrico	81
3.2.4.2	Sector hidrocarburos	82
3.2.5	Comisión Nacional de Hidrocarburos	82
3.2.6	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)	83
3.2.7	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	83
3.2.8	Comisión Federal de Electricidad (CFE)	84

4 Metodología del Análisis de ciclo de vida	85
4.1 Fundamentos de Análisis de ciclo de vida y su papel en la sustentabilidad	85
4.2 Fundamentos de la metodología del Análisis de Ciclo de Vida	87
4.2.1 Objetivo y alcance del estudio	88
4.2.1.1 Objetivos	88
4.2.1.2 Alcance del estudio	88
4.2.2 Inventario (ICV)	89
4.2.3 Análisis del Impacto (AICV)	89
4.2.4 Interpretación	90
5 Análisis de ciclo de vida de pozos de shale gas en México	93
5.0.1 Objetivo del estudio	94
5.1 Alcance	95
5.2 Vida útil	95
5.3 Límites del sistema	95
5.4 Hipótesis y limitaciones	95
5.5 Consideraciones	96
5.6 Análisis y tratamiento de datos	96
5.7 Descripción del análisis de inventario	96
5.7.1 Materiales para el pozo tipo	96
5.7.2 Análisis de pozo	100
5.7.3 Análisis de venteo, quema y emisiones fugitivas.	103
5.8 Evaluación de impactos ambientales	106
5.9 Resultados y análisis	106
5.9.1 Caso Base	106
5.9.2 Caso Estados Unidos	107
5.9.3 Análisis de sensibilidad	109
5.9.3.1 Sensibilidad en perforación de pozo	109
5.9.3.2 Sensibilidad en los demás procesos	111
5.10 Interpretación de los resultados	113
5.10.1 Interpretación del caso base del pozo en México	113
5.10.2 Interpretación en comparación con el pozo base con datos de EEUU	114
5.10.3 Interpretación del análisis de sensibilidad	116
6 Recomendaciones y conclusión	119
6.1 Recomendaciones	119
6.2 Recomendaciones para la perforación de pozos	119
6.3 Recomendaciones para las emisiones fugitivas y Destrucción Controlada	120
6.4 Conclusión	121
Bibliografía	123

Lista de figuras

1	Fracturamiento hidráulico ⁶³	2
1.1	Gráfica de viscosidad (μ) vs permeabilidad (k) ¹⁹	4
1.2	Total de datos analizados y de propano utilizado (arena) ³⁹	9
1.3	Fluidos utilizados en el fracturamiento ³⁹	10
1.4	Aditivos utilizados en el fracturamiento ³⁹	11
1.5	Ubicaciones de aproximadamente 275,000 pozos que fueron perforados y probablemente fracturados hidráulicamente entre 2000 y 2013 DrillingInfo (2014)	11
1.6	Inclinación y planos de dirección. ¹⁵	14
1.7	Pozo horizontal de fracturamiento hidráulico. ¹⁵	14
1.8	Cementación típica para un pozo en la lutita Haynesville, Louisiana ³⁷	15
1.9	Geometría de la fractura en función del estado de esfuerzos. ²⁴	16
1.10	Terminación en agujero descubierto activado por balines. ²⁴	17
1.11	Asentamiento del balón en la camisa deslizante. ²⁴	17
1.12	Deslizamiento de la camisa y fracturamiento. ²⁴	17
1.13	Procedimiento de hydrajet fracturing. ²⁴	18
1.14	Diagrama del equipo de sistema de fracturamiento discreto. ²⁴	18
1.15	Diagrama del equipo de sistema de fracturamiento discreto. ⁴⁶	19
1.16	<i>Arriba:</i> Abrasión de la tubería de revestimiento, cemento formación. <i>Abajo:</i> Fracturamiento con el fluido fracturante. ⁷⁹	19
1.17	Etapas posteriores en la terminación Plug and Perf ⁷⁹	20
1.18	Fracturamiento usando camisas deslizantes.	20
1.19	Concentración de cloruros vs tiempo.	21
1.20	Arenas de Ottawa ³⁵	22
1.21	Arenas Brady ³⁵	22
1.22	Apuntalantes de cerámica de resistencia intermedia. ³⁵	23
1.23	Apuntalante de bajo peso de cerámica. ³⁵	23
1.24	<i>Izquierda:</i> Apuntalante de resina pre-curada, <i>Derecha:</i> Apuntalante de resina curada ³⁵	24
1.25	Arena curable de recubrimiento de resina que ha sido curada elevándola a altas temperaturas y esfuerzos para proveer enlaces de grano a grano y consolidación del paquete de apuntalante. ³⁵	24
1.26	Apuntalante hecho de cáscaras de nuez cubiertas en resina ³⁵ ($\gamma_{prop} = 1.25$)	25
1.27	Apuntalante hecho de nanocompuestos termoplásticos ³⁵ ($\gamma_{prop} = 1.50$)	25
1.28	Composición típica de un fluido fracturante en volumen. ⁵⁰	26
1.29	Esquema de apuntalante en monocapa total y parcial. ³⁵	27
1.30	Esquema del equipo superficial en una operación de fracturamiento hidráulico.	31
1.31	Tanque de almacenamiento (frac tank)	33
1.32	Tanques de paneles de acero.	34
1.33	Imagen a escala de la operación de fracturamiento hidráulico. Las fracturas inducidas no pueden llegar a acuíferos someros. (modificado al español de API)	37
1.34	Profundidad y extensión de fracturas en diferentes plays de Estados Unidos ²⁵	38
1.35	Sismos de magnitud mayor a 3 desde 1960 ⁸¹	39
2.1	Provincias prospectivas de aceite y gas en lutitas CNH, creación propia con datos de CNIH	43
2.2	Estudios de sísmica 2D realizados en las zonas prospectivas de aceite y gas en lutitas (elaboración propia con datos de CNIH)	44

2.3	Estudios de sísmica 3D realizados en las zonas prospectivas de aceite y gas en lutitas(elaboración propia con datos de CNIH)	45
2.4	Distribución de plays no convencionales del Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas. ⁶¹	46
2.5	Mapa de ubicación geológica de la Cuenca Tampico-Misantla. ⁶¹	47
2.6	Columna estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla. ⁶¹	48
2.7	Distribución de áreas prioritarias del play Jurásico Pimienta y criterios de jerarquización. ⁶⁰	49
2.8	Distribución de áreas prioritarias del play Agua Nueva y criterios de jerarquización. ⁶⁰	50
2.9	Ubicación geográfica de la cuenca de Burgos. ⁶⁰	51
2.10	Columna estratigráfica de la cuenca de Burgos. ⁶⁰	51
2.11	Distribución del play Jurásico Superior Tithoniano en la cuenca de Burgos (azul). ⁶⁰	52
2.12	Distribución del play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford - Agua Nueva en la franja mesozoica de la Cuenca de Burgos (verde). ⁶⁰	53
2.13	Mapa de ubicación geográfica de las cuencas Sabinas y Burro-Picacho ⁶⁰	53
2.14	Columna estratigráfica de las cuencas Sabinas y Burro-Picachos ⁶⁰	54
2.15	Elementos paleogeográficos de las Cuencas de Sabinas y Burro-Picachos con la distribución del depósito de carbonatos en el Jurásico Superior Tithoniano. ⁶⁰	54
2.16	Distribución de Carbono Orgánico Total en el área de Sabina-Burro-Picachos. ⁶⁰	55
2.17	Mapa geográfico de la cuenca de Veracruz ⁶⁰	56
2.18	Columna estratigráfica de la cuenca de Veracruz ⁶⁰	57
2.19	Frente Tectónico Sepultado ⁶⁰	58
2.20	Distribución del play Maltrata en la Cuenca de Veracruz con la ubicación de pozos que han manifestado aceite. ⁶⁰	58
2.21	Ubicación geográfica de la Cuenca de Chihuahua. ⁶⁰	59
2.22	Columna estratigráfica de la Cuenca de Chihuahua. ⁶⁰	60
2.23	Correlación estratigráfica de los plays no convencionales del Cretácico Superior Turoniano y Jurásico Superior Tithoniano para Aceite y Gas en Lutitas ⁶⁰	61
2.24	Mapa con la localización de algunos pozos de aceite y gas en lutitas (elaboración propia con datos de CNIH).	62
2.25	Producción histórica del pozo Emergente-1 (elaboración propia con datos de CNIH)	64
2.26	Producción histórica del pozo Habano-1 (elaboración propia con datos de CNIH)	64
2.27	Producción histórica del pozo Habano-2 (elaboración propia con datos de CNIH)	65
2.28	Producción histórica del pozo Habano-21 (elaboración propia con datos de CNIH)	65
2.29	Producción histórica del pozo Habano-71 (elaboración propia con datos de CNIH)	66
2.30	Producción histórica del pozo Anhérido-1 (elaboración propia con datos de CNIH)	66
2.31	Producción histórica del pozo Anhérido-2 (elaboración propia con datos de CNIH)	67
2.32	Producción histórica del pozo Percutor (elaboración propia con datos de CNIH)	67
2.33	Producción histórica del pozo Horcones-8127 (elaboración propia con datos de CNIH)	68
2.34	Producción histórica del pozo Corralillo-157 (elaboración propia con datos de CNIH)	68
2.35	Producción histórica del pozo Furbero-4354 (elaboración propia con datos de CNIH)	69
2.36	Pozos con producción reportada en yacimientos no convencionales (elaboración propia con datos de CNIH)	70
3.1	Generación mensual [MWh] por tecnologías (Elaboración propia con datos del SIM)	74
3.2	Generación mensual [%] por tecnologías (Elaboración propia con datos del SIM)	75
3.3	Generación mensual [MWh, (%)] por tecnologías en 2021(Elaboración propia con datos del SIM)	75
3.4	Capacidad instalada anual de tecnologías capacidad limpias renovables [MW](Elaboración propia con datos del PRODESEN 2021)	76
3.5	Capacidad instalada anual de tecnologías capacidad limpias no renovables [MW](Elaboración propia con datos del PRODESEN 2021)	76
3.6	Capacidad instalada anual de tecnologías que utilizan combustibles fósiles [MW](Elaboración propia con datos del PRODESEN 2021)	77
3.7	Cambios institucionales derivados de la reforma de 2013 (elaboración propia)	78
3.8	Proceso de elaboración del PRODESEN (elaboración propia)	79
4.1	Fases de un ACV de acuerdo con la ISO 14040	87

5.1	Matriz de generación mundial de energía eléctrica	93
5.2	Producción de gas natural en Estados Unidos ⁶	94
5.3	Composición del gas en pozos de shale gas en México (promedio de Eagle Ford de EU último dato)	97
5.4	Uso de agua para perforación de un pozo de shale gas en México)	97
5.5	Uso de arena como apuntalante para perforación de un pozo de shale gas en México)	98
5.6	Peso total de tubería conductora	98
5.7	Peso total de tubería superficial	99
5.8	Peso total de tubería intermedia	99
5.9	Peso total de tubería de producción	100
5.10	Resultados de emisiones por proceso	107
5.11	Resultados de emisiones por proceso del caso EEUU	108
5.12	Distribución normal de datos de profundidad desarrollada	110
5.13	Resultados de análisis de sensibilidad a datos de pozo	111
5.14	Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas	111
5.15	Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas	112
5.16	Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas del escenario total	113
5.17	Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas del escenario total sin considerar Destrucción Controlada	113
5.18	Resultados de contribución de los procesos al porcentaje de emisiones netas de ciclo de vida (caso base)	114
5.19	Comparación de emisiones de ciclo de vida en caso base (México) vs caso base EEUU	115
5.20	Relación Gas-Aceite en el yacimiento Eagle Ford en Estados Unidos	116

Lista de tablas

1.1	Ventajas y desventajas de los tipos de terminaciones.	16
1.2	* Perforación hecha con aire o niebla y/o base agua o aceite.	26
2.1	Recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas	44
2.2	Principales características de los plays identificados	61
2.3	Pozos perforados para probar el concepto del play, evaluar el potencial y productividad de aceite y gas en las lutitas (elaboración propia con datos de CNIH)	63
3.1	Emisión de contaminantes por tipo de tecnología (kg/MWh) ²⁷	73
3.2	Legislación derivada de la Reforma Energética de 2013 (elaboración propia)	78
5.1	GEI equivalentes por el material de perforación	100
5.2	Configuración del pozo tipo para el análisis	101
5.3	Peso de las Tuberías del Pozo	101
5.4	Cálculo de volúmenes de cemento	101
5.5	Composición de lodo de perforación	102
5.6	Masa de componentes del fluido de perforación	102
5.7	Cantidad de agua y apuntalante para el fracturamiento	102
5.8	Resumen de emisiones y uso energético por perforación de pozo	103
5.9	Emisiones por venteo calculadas	104
5.10	Venteo por emisiones fugitivas en tanques de almacenamiento	104
5.11	Emisiones fugitivas en diferentes procesos del análisis	105
5.12	Resultados de caso base	106
5.13	Resultados del caso EEUU	108
5.14	Medidas de tendencia central para análisis de sensibilidad	109
5.15	Add caption	115
5.16	Emisiones asociadas a la perforación de pozos desglosadas	115

Introducción.

El objetivo de esta tesis es proporcionar un documento que dé una perspectiva del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico como insumo importante para dar seguridad energética a México y como vector de transición energética, dando una visión de sus beneficios, política energética, el panorama en México y los riesgos ambientales a los que está asociado. Asimismo, el objetivo es cuantificar las emisiones de CO_2 equivalente mediante la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) para el proceso de obtención de gas y aceite por medio de pozos perforados horizontalmente con terminación de fracturamiento hidráulico. Con los resultados obtenidos, se espera traducir las emisiones en los procesos en mejoras en los procesos correspondientes para realizar recomendaciones a la regulación actual en términos de las atribuciones de las instituciones reguladoras de hidrocarburos en el país, y con respecto a los procesos que se detecte que tengan mayor impacto ambiental.

La industria energética nacional se está enfrentando a nuevos retos, en términos de hidrocarburos fósiles, ya que cada vez se requiere de mayor tecnología para su extracción. Ahora se debe hacer un esfuerzo mayor para poder extraer los hidrocarburos de los yacimientos, esto debido a su complejidad geológica, bajas permeabilidades, condiciones de presión y temperaturas elevadas, la alta demanda de energéticos, el cuidado al medio ambiente, etc. Esto hace que la industria petrolera deba invertir más tiempo en sus proyectos, donde la tecnología tiene un papel crucial en nuestra etapa petrolera.

El comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos está determinado por el grado y naturaleza de la energía disponible para el movimiento de los fluidos y por las propiedades de flujo de los sistemas comprendidos por el aceite, gas, agua y el medio poroso. La explotación racional de hidrocarburos requiere, entre otras cosas, de un entendimiento adecuado del comportamiento del sistema yacimiento-fluidos. En este sentido, es importante mencionar que para los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad en lutitas, existen características en el Sistema Petrolero que hacen que las propiedades roca-fluidos sean muy particulares para la extracción de hidrocarburos en medios de baja permeabilidad.

El hecho de que se enfrenten nuevos retos quiere decir que en México se tiene que voltear a ver a los recursos no convencionales. El fracturamiento hidráulico es la técnica más usada para explotar los yacimientos no convencionales cuya permeabilidad es muy baja⁵⁴, y depende de muchos factores para su optimización. Se puede definir al fracturamiento hidráulico como un proceso utilizado para abrir fracturas nuevas o existentes en las estructuras rocosas para producir aceite o gas³³

La perforación de los pozos en aceite y gas de lutitas normalmente se hace mediante pozos horizontales, y dichos pozos que regularmente se usan en yacimientos no convencionales pueden ser fracturados en múltiples ocasiones a lo largo de su trayectoria para obtener un área de contacto más grande.

El objetivo de fracturar una formación de gas o aceite es incrementar la productividad del pozo formando fracturas en la roca que se extiendan por cierta distancia hacia la formación. La fractura incrementa el área de drenaje de los hidrocarburos hacia canales altamente conductivos, y por lo tanto, los hidrocarburos pueden ser producidos a mayores gastos y a menores presiones comparándolos con un pozo no fracturado. Las fracturas tienen la tendencia a cerrarse justo después de que se disminuye la presión a la presión de la formación, es por eso que se necesitan introducir partículas, que son conocidas como apuntalantes, y evitan que se cierren las fracturas, y con esto el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

Derivado del análisis del uso de esta técnica para la extracción de gas para la generación de energía, se pondrá en contexto qué tanto impacto representa la perforación de pozos utilizando esta técnica en el contexto actual nacional, con respecto a pozos desviados en yacimientos convencionales y evaluando los impactos al medio ambiente

con metodologías ampliamente conocidas y utilizadas en la literatura.

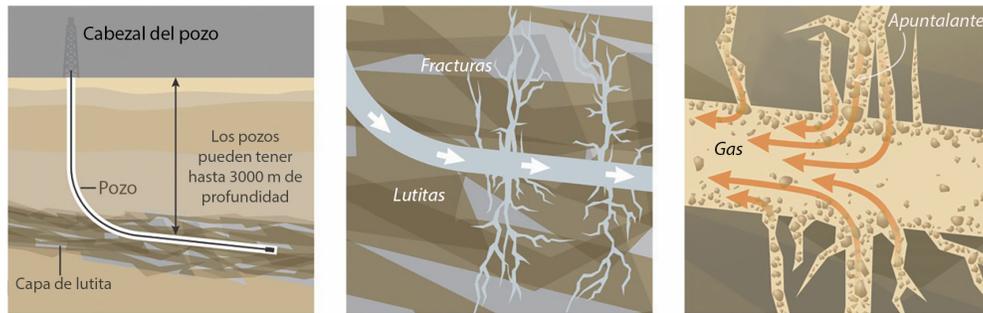


Figura 1: Fracturamiento hidráulico⁶³

Si bien el objeto principal de este trabajo es el gas en los yacimientos no convencionales en lutitas para su análisis y como vector de la transición energética, también se analizaron datos de aceite de pozos en este tipo de yacimientos, derivado de la información recibida y del poco espacio muestral de datos por los pozos perforados al momento de realización de este trabajo.

Extracción de gas en lutitas

1.1 ¿A qué se le llama recurso no convencional?

Es importante definir a qué se le llama un recurso no convencional, ya que no existe una definición simple y las definiciones actuales dependen de interpretaciones de la geología del sistema petrolero, además de que las definiciones actuales no siempre consideran las propiedades del fluido. Es por eso que se presentarán diferentes definiciones:

- Los recursos no convencionales son acumulaciones de hidrocarburos sobre áreas extensas y que no se afectan significativamente por condiciones hidrodinámicas. Generalmente, dichas acumulaciones requieren de la aplicación de tecnología especializada de extracción; tal es el caso, por ejemplo, de los programas de fracturamiento masivo para extraer el aceite o gas de lutitas, entre otros¹³¹.
- Por su lado, un Yacimiento no Convencional es una acumulación natural de Hidrocarburos en rocas generadoras o en rocas almacén compactas, en la que para la Extracción de los mismos, el sistema roca-fluido requiere ser estimulado o sometido a procesos de recuperación mejorada³².

Por otro lado, la regulación en México menciona que los Yacimientos No Convencionales comprenden aquellos de: aceite en lutitas, aceite en rocas compactas, aceite en arenas de baja permeabilidad, aceites pesados y extra pesados, aceite en arenas bituminosas, gas en lutitas, gas en rocas compactas, gas en arenas de baja permeabilidad, hidratos de metano y gas en vetas de carbón, entre otros.³²

La diferencia entre un yacimiento y un recurso no convencional es que en este último, se asocia el concepto de recurso, el cual puede ser contingente, prospectivo, descubierto o no descubierto, y que tiene que ver con las condiciones de proyecto y económicas a una fecha dada, mientras que un yacimiento se enfoca a las condiciones de acumulación natural de Hidrocarburos en rocas del subsuelo, las cuales tienen características físicas para almacenarlos y permitir su flujo bajo ciertas condiciones³¹.

- Los recursos no convencionales son los cuales la tecnología se debe usar para aumentar la relación k/μ para lograr gastos de flujo comercialmente viables, estos pueden ser definidos utilizando una gráfica de viscosidad (μ) vs permeabilidad (k):

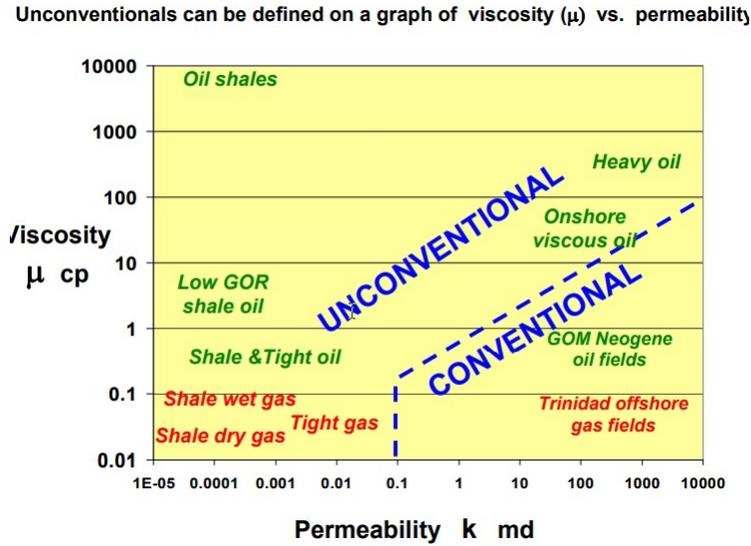


Figura 1.1: Gráfica de viscosidad (μ) vs permeabilidad (k)¹⁹

- k normalmente se incrementa mediante el fracturamiento hidráulico.
- μ normalmente se disminuye con el aumento de temperatura.

La ventaja de la clasificación propuesta por Harris Cander es que es un gráfico que no requiere interpretaciones del sistema petrolero y abarca las diferentes fases del hidrocarburo.

1.2 ¿Cómo se forman los yacimientos de aceite y gas en lutitas?

Para entender cómo se forman los yacimientos de aceite y gas en lutitas, se recordará lo que son las rocas clásticas:

Las rocas clásticas están hechas de fragmentos de rocas preexistentes, o clastos, y si bien puede encontrarse una gran variedad de minerales y fragmentos de roca en las rocas detríticas, los constituyentes fundamentales de la mayoría de las rocas sedimentarias de esta categoría son los minerales de arcilla, cuarzo, feldespatos y micas. Estos fragmentos son transportados por diferentes medios como el agua, el viento, la atracción de la Tierra o glaciares hacia cuencas, donde el sedimento es depositado.

Si el sedimento es sepultado lo suficientemente profundo, se compacta y cementa, formando una roca sedimentaria. Dependiendo del tamaño del grano que conforma la roca, las rocas se pueden clasificar como conglomerado, arenisca, limolita y lutita.

La formación de una roca sedimentaria involucra los siguientes procesos:

1.2.1 Proceso de sedimentación.

1.2.1.1 Transportación.

Los sedimentos se mueven a su lugar de depositación final deslizándose por pendientes, siendo acarreados por el viento, agua en corrientes oceánicas, ríos, arroyos, glaciares y otros agentes transportadores. Durante la transportación, las partículas se acomodarán de acuerdo a su densidad y tamaño y serán redondeadas por abrasión. La distancia que viajó el clasto y la energía del medio de transporte dejan pistas en el sedimento que nos darán una idea del modo de transportación.

1.2.1.2 Depositación.

El sedimento se deposita cuando la energía del medio de transporte es muy baja como para seguir el proceso de transportación, y es entonces cuando ocurre la depositación.

1.2.1.3 Diagénesis.

Es el proceso químico y físico que transforma a los sedimentos en roca, esto es, todos los procesos que atraviesa la roca después de la depositación y antes del metamorfismo. El primer paso es la compactación, la cual ocurre cuando el peso del material adyacente incrementa. Cuando los granos del material son compactados, el espacio poroso se reduce y expulsa el fluido que ocupaba ese espacio. Cuando el fluido es agua, ésta normalmente contiene minerales en solución, y cuando estos minerales se precipitan en los poros, le dan rigidez a la roca, o provocando su disolución. Cuando ocurre esto se dice que la roca se cementa.⁷²

El enterramiento promueve la diagénesis, ya que conforme los sedimentos van siendo enterrados, son sometidos a temperaturas y presiones cada vez más elevadas. La diagénesis se produce en el interior de los primeros kilómetros de la corteza terrestre a temperaturas que en general son inferiores a los 150 °C a 200 °C. Más allá de este umbral algo arbitrario, se dice que tiene lugar el metamorfismo.

Rocas sedimentarias detríticas comunes, ordenadas por tamaño de clasto creciente son la lutita, la arenisca y el conglomerado o la brecha. A continuación se describirán, haciendo énfasis en la lutita, ya que la mayor parte de los recursos no convencionales en México se encuentran en formaciones de lutitas:

1.2.2 Rocas clásticas comunes

Se muestra una tabla con las características de las rocas clásticas (detríticas) más comunes:

Clasificación de las rocas detríticas según el tamaño de clasto⁷⁵

Intervalos de tamaño (<i>mm</i>)	Nombre del clasto	Nombre del sedimento	Roca detrítica
>256	Grava	Grava	Conglomerado o brecha
64-256			
4-64	Canto	Arenisca	Arenisca
2-4			
1/16-2	Grano	Arena	Arenisca
1/256-1/16	Grano	Limo	Limolita
<1/256	Grano	Arcilla	Lutita

1.2.2.1 Lutita

La lutita es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de arcilla y limo. Estas rocas constituyen más de la mitad de las rocas sedimentarias. Las diminutas partículas de la lutita indican que su ambiente sedimentario es de baja energía, entre esos ambientes se encuentran lagos, llanuras de inundación de ríos, lagunas y cuencas oceánicas profundas y debido al contenido algáceo de estos ambientes, es propensa la precipitación de alto contenido orgánico.

Conforme se acumulan el limo y la arcilla, tienden a formar capas delgadas, a las que se les suele hacer referencia como láminas. Cuando se da la compactación por el sepultamiento, las partículas del tamaño de arcilla y limo tienden a ordenarse de manera paralela, y el agua que inicialmente llena los poros es expulsada y los canales son cerrados, de tal manera que el agua restante no tiene mucha movilidad y como resultado a las lutitas se les considera débiles, porque están poco cementadas y por consecuencia, no están bien litificadas.

La reducción de permeabilidad en la etapa de diagénesis explica por qué en muchos casos esta roca actúa como roca sello en el sistema petrolero, y en algunos casos debido a la preservación del contenido orgánico, también actúa como roca madre y trampa a la vez. Es la última característica la que origina los yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas.

Es común aplicar el término lutita a todas las rocas sedimentarias de grano fino, en especial en un contexto no técnico, pero se tiene que tener presente que existe un significado más técnico del término.

La lutita físil (shale) debe mostrar la capacidad para escindirse en capas finas a lo largo de planos espaciales próximos y bien desarrollados. Esta propiedad se llama fisibilidad. Si la roca se rompe en fragmentos o bloques, se le aplica el nombre de lutita no físil (musdtone).⁷⁵

Nota: Es correcto emplear el término arcilla tanto para el tamaño del clasto detrítico (sin una composición en particular) como para los minerales silicatados relacionados con las micas. Aunque la mayoría de los minerales arcillosos tienen el tamaño de arcilla, no todos los sedimentos del tamaño de arcilla están formados por minerales arcillosos.

La lutita puede ser clasificada por su composición, y el parámetro que más importa en la evaluación de un play no convencional de lutita es el Contenido Orgánico Total (COT). Una lutita negra, es de ese color porque contiene mucha materia orgánica (alrededor del 5%). Una roca de este tipo sugiere que la sedimentación se produjo en un ambiente pobre en oxígeno, como por ejemplo, un pantano, ya que la materia orgánica se pudo preservar porque no pudieron ser descompuestos por el oxígeno.

A continuación se muestra una tabla que relaciona las cantidades de COT con el potencial de generación de hidrocarburos:

Potencial de generación	Porcentaje en peso, COT para lutitas ²
Malo	0-0.5
Regular	0.5-1
Bueno	1-2
Muy bueno	2-5
Excelente	<5

Shale y su traducción al español Al traducir el término *shale* suele incurrirse en imprecisiones lingüísticas, pues en español se comienzan a utilizar de manera indistinta los términos gas *shale*, gas de esquisto y gas de lutitas. Y debido a los antecedentes en este capítulo, sólo cabe mencionar que la traducción de gas de esquisto no está del todo correcta, debido a que los esquistos son deformaciones metamórficas de las lutitas.

1.2.2.2 Areniscas.

Las areniscas están compuestas esencialmente de arena cementada, y abarcan aproximadamente el 30% de las rocas sedimentarias. El mineral más abundante en la arena es el cuarzo, junto con menores cantidades de calcita, yeso, y varios compuestos de hierro.

Por procesos de diagénesis, las areniscas pueden llegar a presentar baja permeabilidad. Estas rocas pueden ser de interés para ser fracturadas hidráulicamente debido a que producen principalmente gas seco. Un yacimiento de arenas compactas es aquel que no puede ser producido a tasas de recuperación económicamente viables a no ser de que el pozo sea estimulado por un tratamiento de fracturamiento hidráulico a gran escala y/o producido utilizando pozos horizontales. Alrededor del 25% del gas total que se produce en Estados Unidos es obtenido de este tipo de yacimientos.⁵⁷

1.2.2.3 Conglomerado

Son el tipo de sedimento menos abundante, y son depósitos de grava con cantidades variables de arena y lodo entre los guijarros. Normalmente se acumulan en canales de flujo, a lo largo de los márgenes de las cadenas montañosas y en las costas. Los conglomerados están compuestos principalmente de guijarros angulares llamados brechas, y aquellos formados en depósitos glaciales se llaman tilitas.

Este tipo de rocas no es de interés para el fracturamiento hidráulico ya que por lo general presenta porosidades y permeabilidades grandes.

1.2.3 Sistema Petrolero

El sistema petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza. Los elementos esenciales son: la roca generadora, la

roca almacén, roca trampa y la roca sello.

Los procesos del sistema son la formación de la trampa y la generación, migración y acumulación del hidrocarburo. Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a la acumulación de hidrocarburos, a esto se le llama sincronía. La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de petróleo.

Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas, de baja permeabilidad, que actúan a su vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello³⁰.

Roca generadora

Una roca generadora es aquella rica en contenido de materia orgánica y que tiene la capacidad de generar hidrocarburos. Actualmente, a las rocas generadoras se les considera yacimientos no convencionales, ya que debido a sus características particulares un gran porcentaje del aceite que generan continúa atrapado en ellas, y sólo es recuperable con técnicas modernas de extracción. Las rocas generadoras son comúnmente lutitas o calizas.

Roca almacén

Una roca almacén es aquella donde comúnmente se almacena el petróleo debido a sus características de porosidad y permeabilidad. Las rocas almacén son regularmente areniscas, sin embargo, en México son principalmente rocas carbonatadas.

Roca sello

Es una unidad de roca relativamente impermeable, de baja porosidad y que actúa como una barrera al paso o escape de los fluidos contenidos en los yacimientos. Las lutitas y las evaporitas generalmente constituyen excelentes rocas sello.

Sincronía

Sincronía se define como la ocurrencia de fenómenos en un mismo tiempo. En el caso del sistema petrolero se refiere a la relación espacio-tiempo de los elementos (rocas almacén y sello) y procesos geológicos (roca generadora, migración y acumulación) relacionados con los yacimientos de hidrocarburos.

Trampa

Una trampa petrolera es una estructura geológica en la que las rocas almacenadoras están rodeadas por estructuras que funcionan como sello, de tal modo que los hidrocarburos se quedan atrapados. En términos generales las trampas de hidrocarburos pueden ser estratigráficas o estructurales, o bien combinadas. Las trampas estratigráficas se caracterizan por un cambio de permeabilidad, en tanto, las trampas estructurales son aquellas que resultan de la deformación de los estratos de roca generados por movimientos de la corteza terrestre

1.3 ¿Qué es el fracturamiento hidráulico?

Es importante aclarar que el término "fracking" puede ser usado como sinónimo de fracturamiento hidráulico^{55 73} y se utilizarán los términos fracking y fracturamiento hidráulico de manera indistinta en este trabajo. A continuación se definirá el fracturamiento hidráulico de según distintas referencias:

- El fracturamiento hidráulico es un proceso utilizado para abrir fracturas nuevas o existentes en las estructuras rocosas para producir aceite o gas.³³
- Es una forma de fractura por tensión que ocurre cuando la presión ejercida por el fluido excede el esfuerzo principal mínimo local. La extensión de una fractura por tensión puede ocurrir durante operaciones de fracturamiento hidráulico cuando la presión del fluido es intencionalmente elevada por encima del esfuerzo principal mínimo para propagar una fractura que es posteriormente es rellenada con apuntalante para incrementar la permeabilidad de la formación.⁸⁰
- El "fracking" es un proceso por el cual se inyectan grandes volúmenes de una mezcla de agua, químicos y arena a muy alta presión dentro de formaciones de lutitas para provocar fracturas en su interior, haciendo posible que compuestos atrapados por la roca, como el gas natural o crudo, fluyan a la boca del pozo.

Por lo anterior, el fracturamiento hidráulico en el contexto de este trabajo se puede definir como la técnica de terminación de pozos mediante la cual se extraen hidrocarburos de rocas de muy baja permeabilidad mediante el

la inducción de fracturas en la roca, y dado que estos pozos requieren la mayor cantidad de área de contacto con el yacimiento, se perforan de manera horizontal en el yacimiento, o bien, con alto grado de inclinación.

Cabe recalcar que no es una técnica aplicada exclusivamente a lutitas, también puede ser aplicada a arenas compactas u otras litologías y casi siempre es empleada en yacimientos no convencionales (para 2018, 7,879 de los 32,464 existentes en México habían sido fracturados hidráulicamente)²⁹.

1.4 Breve historia del fracturamiento hidráulico.

1.4.1 Los comienzos del fracturamiento hidráulico

Las formas de fracturar la roca para generar fracturas como canal hacia un pozo han sido diversas, Grebe y Stoesser (1935) fueron los primeros en proponer la idea de inyectar agua a altos gastos volumétricos y alta presión para crear fracturas que se extenderían hacia la lejanía del pozo para estimular la producción de hidrocarburos.³³

La aplicación del fracturamiento hidráulico por primera se remonta a una serie de experimentos conducidos por Riley "Floyd" Farris y su colega Robert Fast, en la compañía Stanolind Oil and Gas Company. Durante sus años en la universidad, Farris se había enfocado en el papel que desempeña el cemento en la construcción de pozos petroleros. A Farris le intrigaba el hecho de que los pozos casi siempre parecían requerir más cemento del calculado antes de la operación. Con Fast, condujo un experimento en un pozo de prueba y encontró que la razón de la discrepancia es que el cemento tiene una tendencia a difundirse en la roca, pero también en romperla e incrementar el flujo del gas y aceite. Si el cemento fluyendo podía causar fracturamiento en la roca, tal vez él podía intencionalmente agregar otro fluido para producir este fracturamiento.

Con ese antecedente, Farris y Fast probaron su nueva técnica en un pozo maduro en Texas que producía un barril de aceite al día, y después del tratamiento con una mezcla de agua, arena y jabón, el pozo volvió a ser activo, con una producción de 50 barriles por día.⁵⁵

En 1947, Fast decidió confirmar los resultados en lo que es generalmente considerado el primer experimento de fracturamiento hidráulico llevado a cabo. Él llevó a cabo su experimento en el pozo Kepler 1, del campo Hugoton en Kansas; alrededor de 1000 galones de keroseno con napalm densificado (para gel) que contenían 0.5 lb de arena por galón fueron inyectados a un gasto de 2–5[bbl/min] para crear las fracturas y mantenerlas abiertas con la arena.

Después que la formación fue fracturada, se inyectaron 2000 galones de keroseno que contenían un compuesto que causaba que el gel se desintegrara.³³

Cuando el fluido fracturante fue retirado, el pozo produjo al gasto que producía previo al fracturamiento. El resultado fue un fracaso y por el momento parecía que la idea del fracturamiento hidráulico estaba errónea.⁵⁵

El proceso se ofreció comercialmente bajo una licencia (Hydrafrac process) que siguió usando keroseno con comportamiento de gel en 1949, cuando Halliburton Oil Well Cementing Company intentó repetir el experimento en Hugoton en dos pozos adicionales; uno en Stephens County, Oklahoma, y el otro en Archy County, Texas. En ambos casos, los pozos tuvieron una mayor producción y el éxito del proceso Hydrafrac se había demostrado.

Evidencia de lo dicho es que las ganancias de Halliburton incrementaron de \$57.2 millones de dólares en 1949 a \$69.3 millones de dólares en 1950 a \$92.6 millones de dólares en 1951 casi en su totalidad como resultado del fracking.⁵⁵

Hubbert y Willis (1957) señalaron que las técnicas de fracturamiento hidráulico para la estimulación de pozos fueron uno de los principales avances en la ingeniería petrolera durante esa década. Con el fin de evaluar la capacidad de un tratamiento de hidrafrac para lograr un aumento sostenido en la producción de pozos, su estudio acumuló datos en los primeros 65 pozos en 26 campos tratados con Stanolind, y se encontró que el tratamiento era capaz de tener un aumento sostenido en la producción (Farris 1946). Desde el trabajo de Clark en 1949, su uso se expandió progresivamente de modo que, a finales de 1955, se habían realizado más de 100,000 tratamientos individuales (Hubbert y Willis 1957). Las primeras soluciones para el fracturamiento hidráulico estaban basadas en petróleo e incluían petróleo crudo y/o gasolina espesada con napalm.

1.4.2 De sus inicios a la actualidad

La mayor cantidad de datos se tiene del mayor productor e innovador de extracción gas en yacimientos de shale gas; Estados Unidos, por lo que esta sección contiene datos de este país, y a que posteriormente se hará un análisis más detallado de lo hecho en México, entre otras características. En las Figuras 1.2,1.3 y 1.4 se muestra un resumen de análisis de datos de la actividad de fracturación hidráulica desde 1945 hasta 2015³⁹, y se muestran algunas de las variaciones con la tecnología durante setenta años. Alrededor del 92 % de los casi 24,400 fluidos de tratamiento temprano se clasificaron como "desconocidos" antes de 1953, y de esos fluidos de tratamiento informados ($\approx 8\%$), la mayoría se describió como agua (32 %), petróleo (30 %), explosivos (14%) y ácido (12%) (Figura 2.17b).

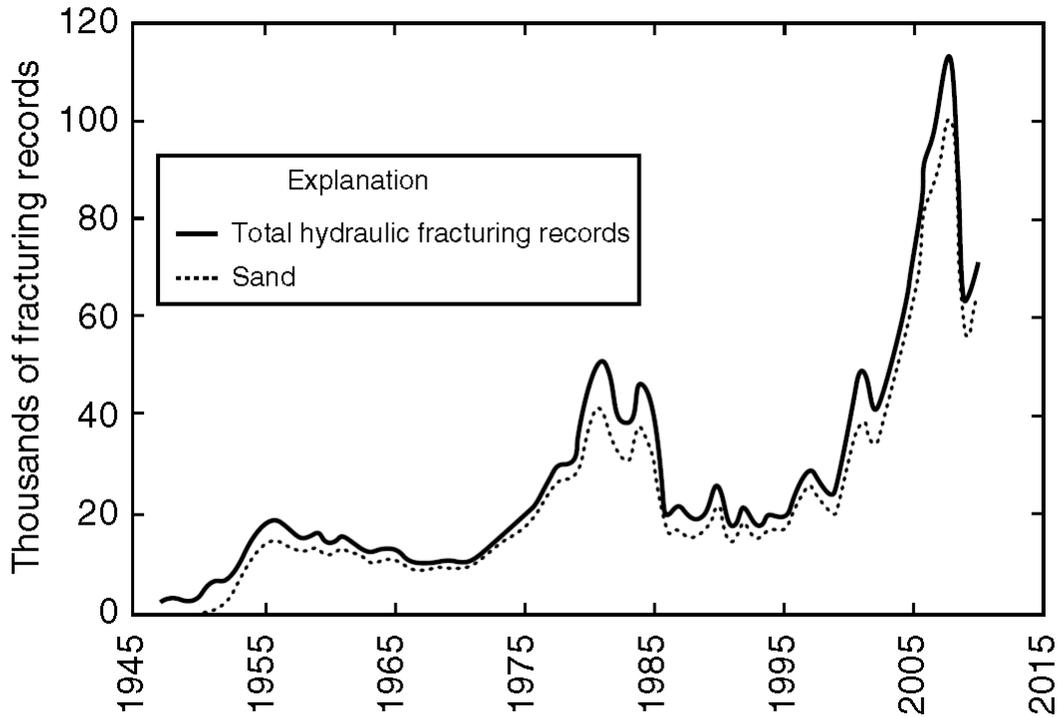


Figura 1.2: Total de datos analizados y de propante utilizado (arena)³⁹

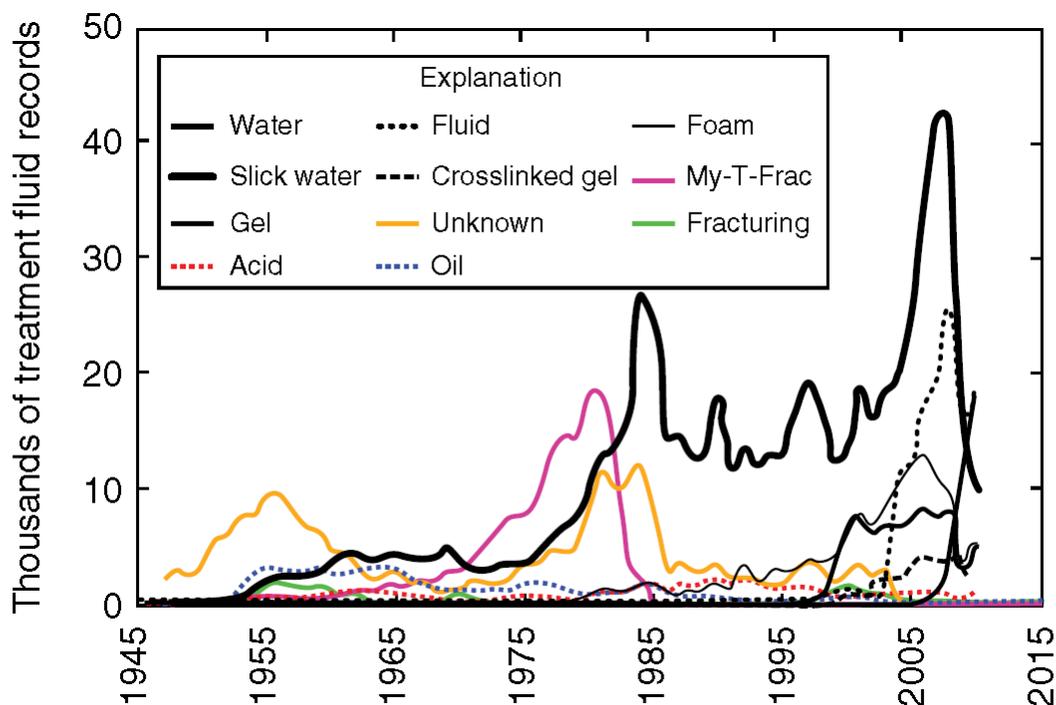


Figura 1.3: Fluidos utilizados en el fracturamiento³⁹

Esto es consistente con lo informado en la literatura y refleja una transición durante este tiempo del fracturamiento hidráulico con explosivos o ácido (sin el uso de apuntalante) al fracturamiento hidráulico mediante la inyección de fluidos a base de aceite y arena para apuntalar las fracturas. Este último proceso se desarrolló inicialmente para la estimulación de pozos dentro de formaciones de arenisca. Además, la mayoría de estos tratamientos se aplicaron inicialmente a pozos verticales para estimular la producción de petróleo. El agua se introdujo como fluido de fracturamiento en 1953, lo que corresponde a un aumento en el número de registros tanto de fracturamiento hidráulico (Figura 2.17a) como de tratamientos a base de agua. Seguiría un aumento de otros fluidos a base de agua e incluiría formulaciones de empresas de servicios especializadas (es decir, My-T-Frac). El uso de apuntalante con arena también siguió y se consideró el apuntalante más común (99% de los tratamientos informados). El uso de cerámica, cerámica resinada, arena resinada y bauxita representó <1%. El uso de fluidos a base de agua también coincide con la evolución de varios aditivos diferentes, cada uno diseñado para optimizar el fracturamiento hidráulico, según el tipo de materia prima y los atributos del yacimiento. Poco después de la aparición del agua como base del fluido del tratamiento de fracturamiento hidráulico, aparecieron los agentes gelificantes (es decir, la goma guar y los derivados de la celulosa) utilizados para aumentar la viscosidad (Figura 2.17c). Para aumentar el peso efectivo de los polímeros solubles en agua, creando soluciones capaces de suspender los apuntalantes a baja temperatura, estos fluidos se entrecruzaron con piroantimonato de potasio ($H_2K_2O_7Sb_2$) a pH bajo, borato ($BO_3^{(- 3)}$) a pH alto o aluminio.

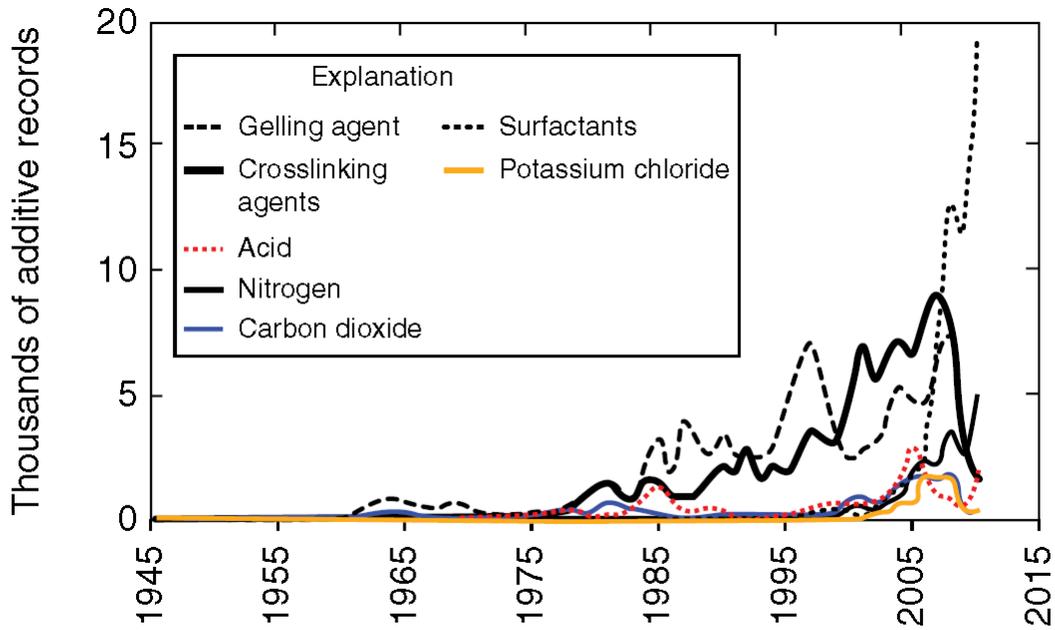


Figura 1.4: Aditivos utilizados en el fracturamiento³⁹

Aproximadamente 1 millón de pozos se han fracturado hidráulicamente desde que se desarrolló la técnica por primera vez a fines de la década de 1940³⁹. Aproximadamente un tercio de esos pozos se fracturaron hidráulicamente entre 2000 y aproximadamente 2014, en gran parte impulsados por el alza de los precios del petróleo y por los mecanismos de mercado y de propiedad de tierra de Estados Unidos.

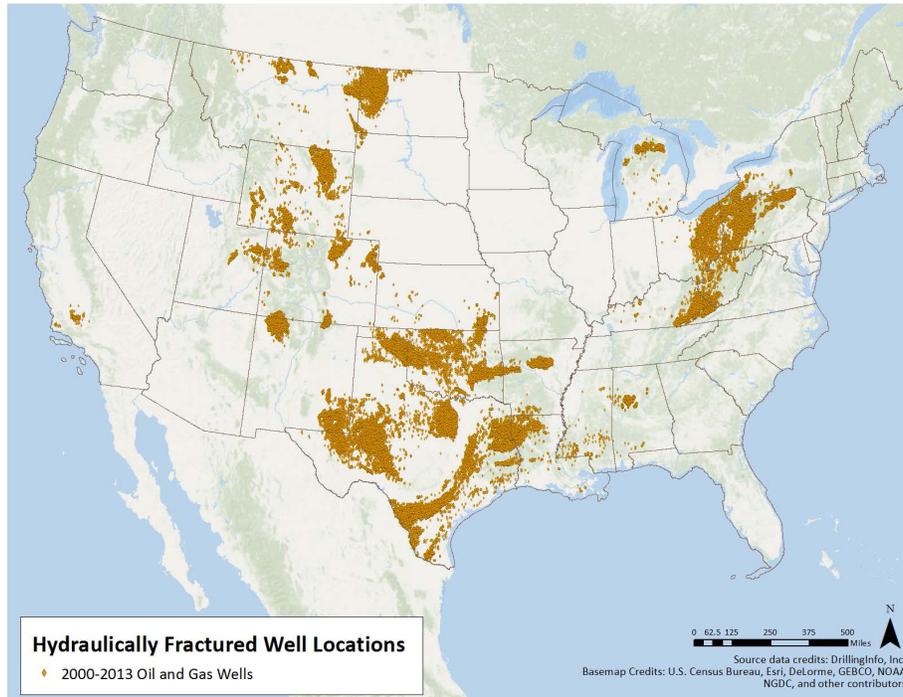


Figura 1.5: Ubicaciones de aproximadamente 275,000 pozos que fueron perforados y probablemente fracturados hidráulicamente entre 2000 y 2013 DrillingInfo (2014)

1.5 Beneficios del fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico si es bien aplicado, tiene varias ventajas en distintos ámbitos, los beneficios pueden clasificarse en directos, indirectos e inducidos, estos beneficios se abordarán en la siguiente sección:

1.5.1 Beneficios económicos.

Los beneficios económicos directos son mejoras obvias en rubros como el ingreso familiar, número de trabajos en un área, el incremento de los ingresos por impuestos, u otros beneficios que se obtienen de acciones y decisiones políticas. También en el caso que las leyes lo permitan, se le compra la tierra al dueño y se hacen obras sociales como caminos y carreteras.

Los beneficios económicos indirectos incluyen los que ocurren en un área que no es necesariamente el área fuera de la operación del fracking, y estos beneficios pueden clasificarse como aquellos antes de que la operación comience, y aquellos que surgen como resultado de la operación que se llevó a cabo.

Un potencial beneficio indirecto del fracturamiento hidráulico es la baja de los precios de la energía eléctrica, debido a que el FH tiene como consecuencia una mayor oferta de gas, y como consecuencia, la baja del precio de éste a niveles industriales, domésticos y municipales.

En el 2012, se hizo un estudio para intentar estimar los efectos directos, indirectos e inducidos de un campo de gas en lutitas en Illinois, Estados Unidos. El autor definió los efectos inducidos como "los cambios en los patrones en los gastos domésticos generados por los efectos directos e indirectos".

El estudio encontró que el número de trabajos generados por las operaciones de fracturamiento hidráulico bajo las condiciones de estudio tuvieron un resultado de 602 a 5442 para el caso de los efectos directos, 111 a 999 por efectos indirectos, y 320 a 2881 bajo efectos inducidos. Sus estimados para los efectos directos, indirectos e inducidos en el ingreso laboral bajo escenarios diferentes fueron de 29.9 a 269.3, 8.7 a 78.1 y 15.2 a 137.2 millones de dólares, respectivamente⁴⁹.

En el caso de los países con gran potencial en gas y aceite de lutitas, un beneficio potencial es el reducir poco a poco la dependencia de importaciones de gas de otros países, y así proveer la energía para sus propios habitantes.

1.5.1.1 Beneficios económicos en México.

México compró alrededor de 4,220 millones de dólares (mdd) de gas natural a empresas de Estados Unidos en 2020, el segundo mayor monto entre ambas naciones desde las cifras que se tienen desde 1985. El año pasado, la importación llegó a 1.99 billones de pies cúbicos de gas natural a través de ductos, un incremento del 88.8% frente a los adquiridos un en 2015 anterior, y 17.9% más que en 2013.⁴

Las reservas probadas de gas natural de la empresa petrolera nacional cayeron 7.39% anual al pasar de 24,520 millones de pies cúbicos en 2019 a 22,709.27232(mmbpce) según datos del portal de Base de Datos Institucional de PEMEX y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)²⁸.

Los potenciales beneficios en México residen en su gran potencial de gas y aceite en lutita. Las formaciones más atractivas se discutirán en otro capítulo, pero México podría incorporar reservas y desarrollar una dependencia menor al gas que importa de Estados Unidos, proveyendo así un antecedente hacia su independencia energética.

1.5.2 Impacto Ambiental.

Uno de los posibles beneficios indirectos en términos de impacto ambiental más promocionados por el fracturamiento hidráulico es el gran potencial que esta tecnología puede ofrecer al medio ambiente, en especial al área del cambio climático. Antes del alza de popularidad del fracturamiento hidráulico, algunos ambientalistas discutieron que convertir las operaciones de Estados Unidos de carbón a gas puede proveer un beneficio significativo al medio ambiente global, porque la combustión del gas natural produce aproximadamente la mitad del dióxido de carbono que las cantidades correspondientes de carbón.

Como una posible transición hacia eliminar los combustibles fósiles como fuente de energía, algunos expertos sugirieron convertir las plantas productoras de electricidad que funcionan a base de carbón, por plantas de gas lo más pronto posible.

En un estudio importante acerca del reemplazo del carbón por el gas natural, los investigadores sugirieron que cambiando la construcción de plantas de poder de gas de 28 GW en lugar de las mismas plantas de carbón, resultaría en un ahorro de un gigaton de emisiones de emisiones de carbón por año.⁵⁹

Esto significa que hay más tiempo de adaptarse a energías renovables, debido a que se emplaza el tiempo de dependencia de combustibles fósiles para dar pie a la investigación y una transición más eficiente.

Y si bien también la extracción de gas en lutitas tiene potenciales desventajas ambientales, el fracturamiento hidráulico sigue representando un esfuerzo por hacer algo por el medio ambiente.

1.5.3 Beneficios técnicos

Se ha dicho que la operación del fracturamiento hidráulico es mejor haciendo pozos horizontales, ¿qué beneficios tienen comparados con pozos verticales? En comparación con los pozos verticales los horizontales cuentan con los siguientes factores:

- Su costo es de 1.5 a 2.5 veces mayor que el de un vertical.
- Las reservas recuperables son 3 a 4 veces las de pozos verticales.
- La velocidad de explotación es mayor.
- Las posibilidades de que un pozo horizontal se cruce con las fracturas son grandes, lo que puede mejorar el estado de flujo de fluidos del yacimiento y aumentar el área de drenaje significativamente.
- Las instalaciones en tierra se reducen y el impacto desfavorable en superficie es bajo.¹⁸

1.6 Perforación direccional.

Perforación direccional es proceso de dirigir el pozo a lo largo de alguna trayectoria hacia un objetivo predeterminado.¹⁵

Control de la desviación es el proceso de mantener el pozo contenido en límites prescritos relativos al ángulo de inclinación, el azimuth, o ambos. Dado que la perforación es un proceso de tres dimensiones, es útil definir planos de dirección y de inclinación. Los ángulos asociados con el giro de los planos son llamados ángulos de dirección e inclinación, respectivamente.

Por simplicidad, se representará a un pozo como un segmento recto $A - B$. La distancia de la mesa rotaria al punto A o al punto B medida a lo largo del pozo se le llama distancia medida, mientras que la distancia vertical medida de la mesa rotaria al punto A o B se le llama distancia vertical verdadera.

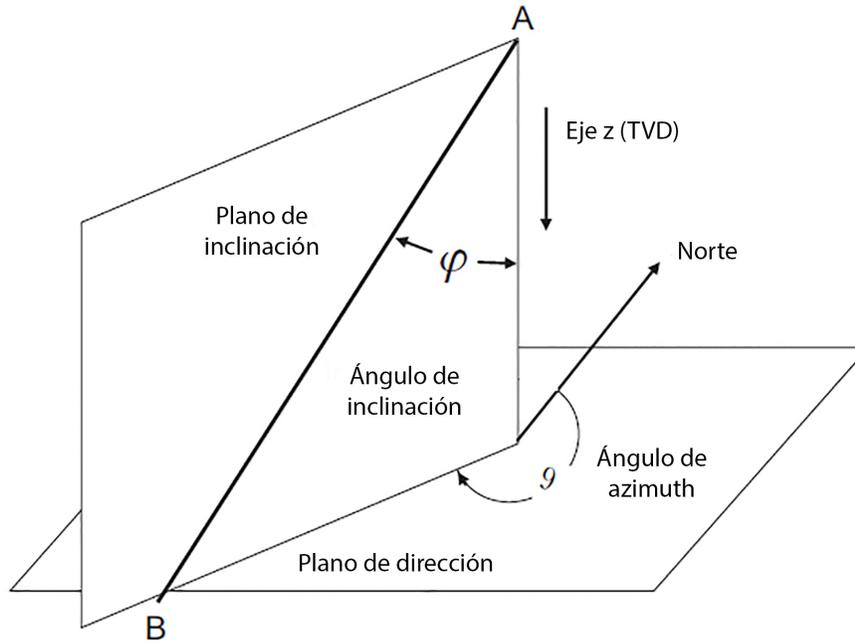


Figura 1.6: Inclinación y planos de dirección.¹⁵

Hay varias razones por las cuales es deseado hacer un pozo inclinado u horizontal, pero para fines del fracturamiento hidráulico, el objetivo es abarcar la mayor extensión longitudinal con la sección horizontal y de esta manera proceder a fracturar la roca en diferentes etapas y tener la mejor productividad en yacimientos no convencionales de baja permeabilidad.

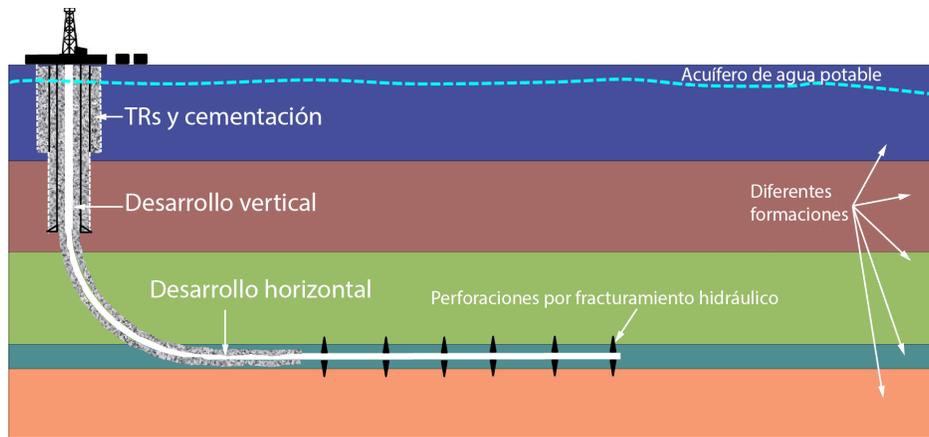


Figura 1.7: Pozo horizontal de fracturamiento hidráulico.¹⁵

Hay algunos conceptos que tienen que ser conocidos para planear la perforación direccional son:

- KOP (Kickoff point): Es la profundidad en la cual la trayectoria del pozo deja de seguir una trayectoria vertical inicial.
- BoR (build up rate): Es la tasa de cambio entre el ángulo de inclinación del pozo por unidad de distancia.
- Dirección de azimuth: Significa hacia qué dirección se perforará el pozo, tomando como guía la localización del equipo de perforación y el objetivo.
- Ángulo de inclinación: En la figura 1.7 se aprecia el ángulo ϕ , el cual es el ángulo entre el eje z y una recta del pozo a una profundidad.

- Desplazamiento horizontal: Es la distancia horizontal entre la parte superficial y un punto en la trayectoria, o el objetivo, si el pozo está terminado.

En la figura 1.8 se muestra la terminación promedio de un pozo perforado en la lutita Haynesville, en Louisiana. Ésta es importante por ser análoga a formaciones mexicanas.

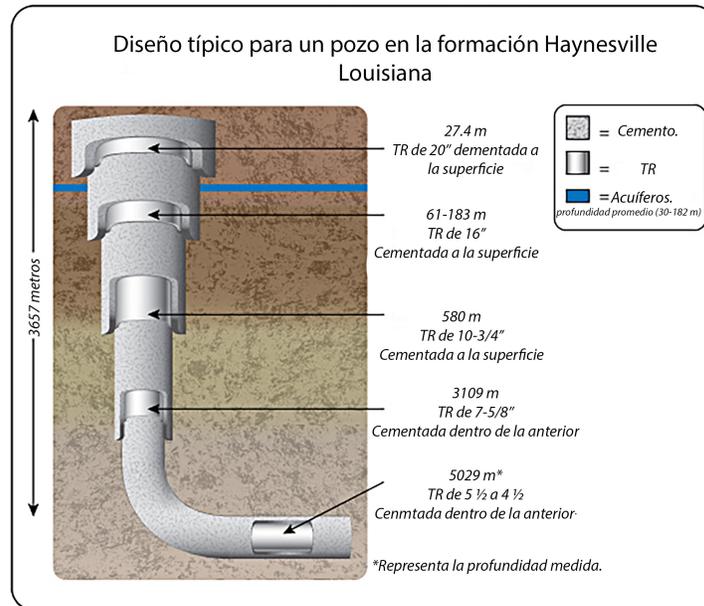


Figura 1.8: Cementación típica para un pozo en la lutita Haynesville, Louisiana³⁷

1.7 Procedimiento de un fracturamiento hidráulico en lutitas

Las formaciones de lutita tienen espesores que pueden variar desde unos pocos centímetros hasta varias decenas de metros, y algunas de estas lutitas contienen grandes cantidades de hidrocarburos atrapados en sus poros que no están conectados y que por lo tanto no pueden fluir a un centro de baja presión, como un pozo, para la producción.

El fracturamiento hidráulico crea una red de fracturas interconectadas que crean canales de flujo para el gas de la formación al pozo. El avance de la tecnología de la perforación horizontal combinado con el fracturamiento hidráulico ha cambiado a los depósitos de gas que no se pensaban productivos a ser grandes campos alrededor del mundo.

Para hacer un fracturamiento hidráulico moderno en lutitas primero se perfora un pozo horizontal cuya sección horizontal esté contenida en la formación a fracturar, los pozos en estas formaciones se buscan perforar en dirección al mínimo esfuerzo horizontal de la roca, ya que por lo general el estado de esfuerzos caerá en un régimen normal, y por lo tanto, las fracturas se abrirán perpendiculares a σ_h , abarcando mayor extensión de área. La sección horizontal puede abarcar miles de metros y es posible que múltiples pozos horizontales puedan ser perforados a partir de la sección horizontal del pozo inicial.

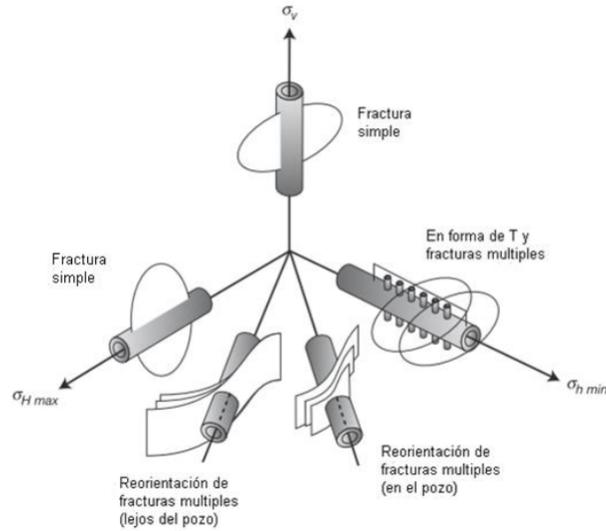


Figura 1.9: Geometría de la fractura en función del estado de esfuerzos.²⁴

Después de la perforación horizontal, el pozo tiene que ser terminado. A continuación se describen las maneras más comunes de terminación en pozos horizontales para el fracturamiento:

1.7.1 Terminaciones en pozos horizontales.

Existen dos tipos de terminaciones que se utilizan con más frecuencia en pozos horizontales, las cuales son:

- Terminación en agujero descubierto o liner ranurado.
- Terminación con tubería cementada.

Para una mejor elección, es necesario que se conozcan las ventajas y desventajas de las terminaciones:

	Terminación en agujero descubierto	Terminación con tubería cementada
Ventajas	Posee una mayor área de contacto entre el pozo y la formación.	Menos problemas de estabilidad. Se puede lograr buena producción mediante la optimización de los disparos.
Desventajas	El pozo puede colapsar por no tener revestimiento	Los precios y el daño a la formación de esta terminación son mayores.

Tabla 1.1: Ventajas y desventajas de los tipos de terminaciones.

1.7.1.1 Terminación en agujero descubierto o con liner ranurado.

Este tipo de terminación es utilizada en formaciones estables, debido a que los pozos horizontales tienen mucha longitud, las rocas deben tener las propiedades apropiadas para mantener la estabilidad.

Existen diferentes tipos de esta terminación, las más comunes son:

Sistemas de fracturamiento continuo. El principal objetivo de este tipo de terminación es el crear las fracturas hidráulicas en una sola operación continua, y se utiliza en pozos de grandes extensiones y profundidades. Funciona mediante múltiples puertos o conductos que se abren individualmente por medio de camisas deslizables que son activadas mediante la inyección de esferas de diámetros preestablecidos.

En el pozo se baja una herramienta con múltiples empacadores y puertos, la separación entre cada empacador puede ser variable y es determinada por cada etapa de fracturamiento. Se introduce una esfera pequeña (la de menor diámetro) y pasa a través de las demás aperturas, que son de mayor diámetro hasta llegar a su asentamiento en la parte más distal del pozo, sellando el flujo, lo que provoca un aumento de presión en la herramienta, lo que provoca que la camisa deslizable y el agujero descubierto tengan contacto directo a través del fluido que va a fracturar. Este

fluido se bombea hasta que fracture y se repite el proceso varias veces dependiendo de las etapas que se planearon.

En la figura 1.10 se esquematiza este tipo de terminación de manera compacta, ya que se sabe que la separación entre cada etapa de fracturamiento es variable, mientras que en las figuras 1.11y 1.12 se muestra cómo se mueve la camisa deslizante para que se empate con los puertos de flujo y el fluido fracturante entre en contacto con la formación.

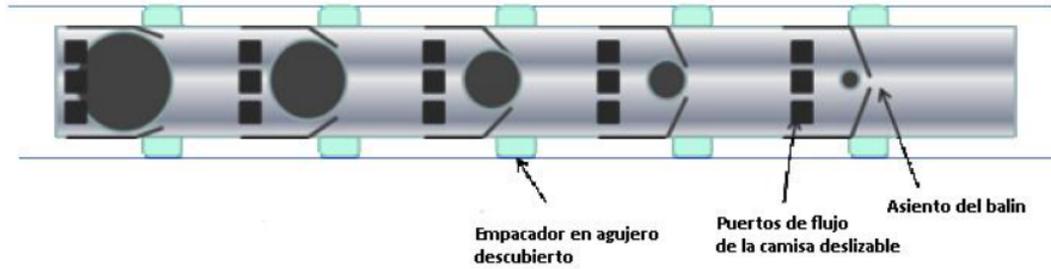


Figura 1.10: Terminación en agujero descubierto activado por balines.²⁴

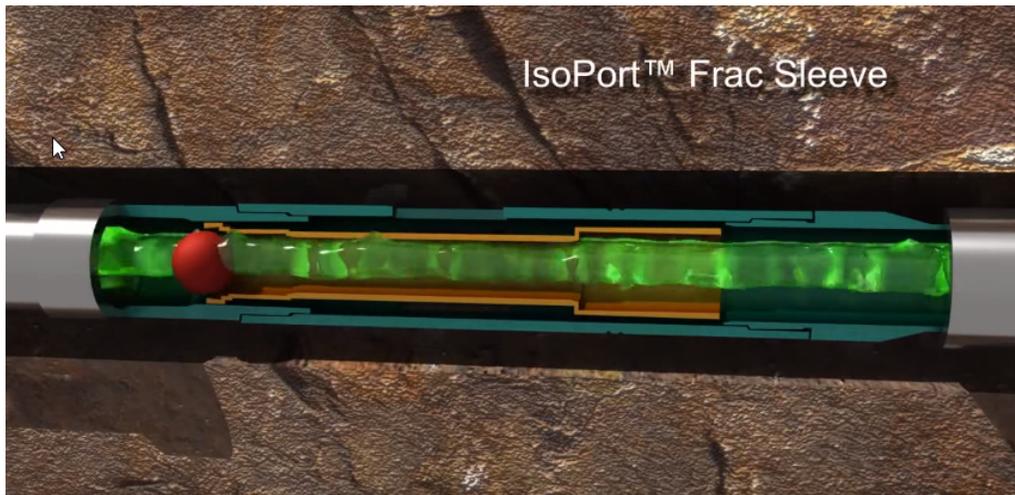


Figura 1.11: Asentamiento del balín en la camisa deslizante.²⁴

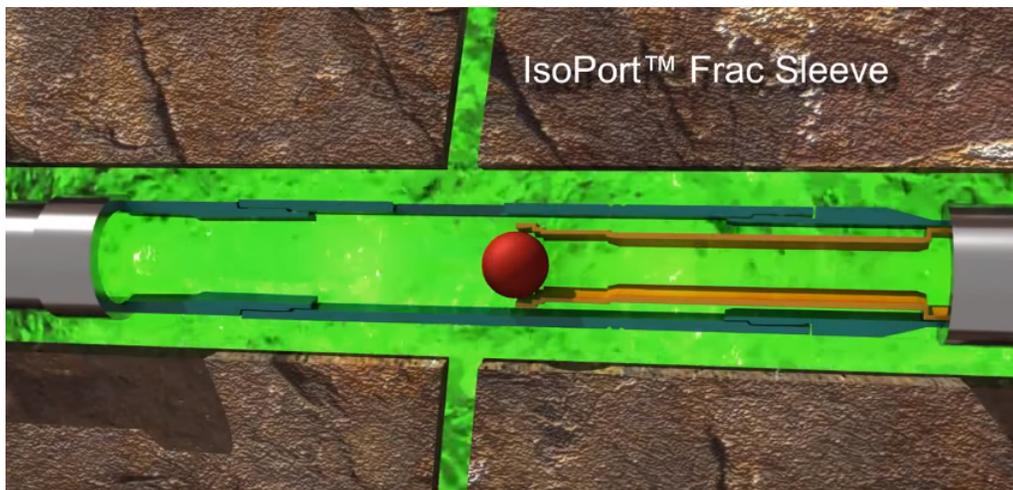


Figura 1.12: Deslizamiento de la camisa y fracturamiento.²⁴

Sistemas de fracturamiento semi-continuo. La herramienta que se utiliza para este tipo de terminaciones consiste en una sarta que incluye toberas de hydrajetting, las cuales se usan para una etapa de abrasión por fluidos, y posteriormente se procede a extender la fractura con el fluido de fracturamiento.

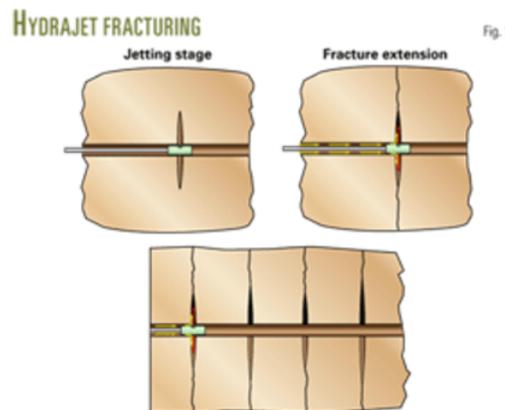


Figura 1.13: Procedimiento de hydrajet fracturing.²⁴

En este mecanismo no se utilizan empacadores, por lo cual se dejarán de inyectar fluidos por un intervalo de tiempo para permitir mover la herramienta para crear las siguientes fracturas. El procedimiento sigue hasta terminar todas las etapas de fracturamiento.

Sistema de fracturamiento discreto. En este tipo de terminación se utiliza un conjunto de empacadores que se activan previamente al fracturamiento. Los empacadores aíslan las diferentes etapas de fracturamiento, luego se baja un conjunto de tapón y pistolas dentro de la sarta de terminación y se dispara el intervalo. El conjunto de pistolas se saca del agujero y se fractura según el plan de terminación para cada una de las etapas de fracturamiento. Al final de todas las etapas, los tapones son molidos y el pozo es puesto a producción.

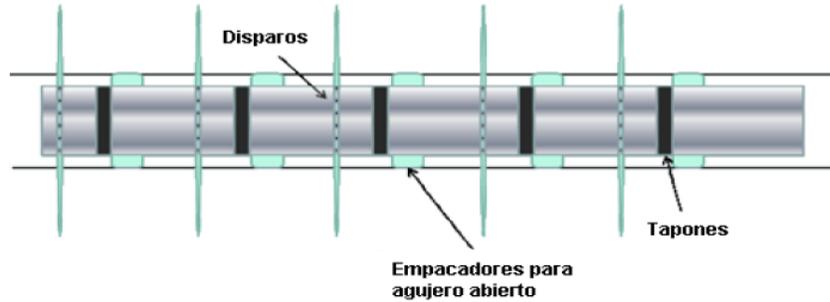


Figura 1.14: Diagrama del equipo de sistema de fracturamiento discreto.²⁴



Figura 1.15: Diagrama del equipo de sistema de fracturamiento discreto.⁴⁶

Sistema de fracturamiento híbrido. Son combinaciones de sistemas de fracturamiento discreto y continuo, se utilizan cuando se hacen 20 o más etapas de fracturamiento. El sistema de fracturamiento continuo se lleva a cabo en zonas cercanas a la punta, las cuales son más difíciles de alcanzar y los intervalos más estrechos como el talón se fracturan con un sistema discreto.

1.7.1.2 Terminación con tubería cementada.

Es una buena opción para terminar un pozo, ya que ofrece más opciones para hacer reparaciones en el futuro. Con este tipo de terminación es posible probar indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo. En este tipo de terminación se disparan las paredes de la tubería de revestimiento por medio de pistolas de chorro o convencionales.

Sistema Plug and Perf. Este sistema usa disparos y posteriormente fluido fracturante para abrir las fracturas en la formación. Para la primera etapa se utiliza fluido con arena para penetrar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, para posteriormente inyectar fluido fracturante con apuntalante y abrir las fracturas.^{1.16}

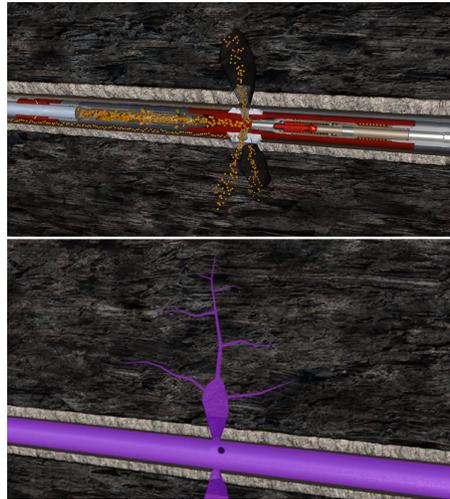


Figura 1.16: *Arriba*: Abrasión de la tubería de revestimiento, cemento formación. *Abajo*: Fracturamiento con el fluido fracturante.⁷⁹

Posteriormente se aísla esta zona y se disparan nuevas perforaciones en una etapa nueva, dichos disparos posteriormente serán el medio para que el fluido fracturante junto con el apuntalante fracturen la etapa, y el proceso se repita las veces que sea necesario.



Figura 1.17: Etapas posteriores en la terminación Plug and Perf⁷⁹

Fracturamiento usando camisas deslizables. El procedimiento es parecido al sistema de fracturamiento continuo en agujero descubierto, la diferencia es que como no está conectado el arreglo de fondo con la formación, se tiene que conectar abriendo paso con un ácido que corroe el cemento.

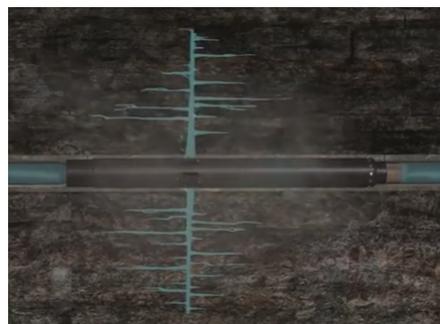


Figura 1.18: Fracturamiento usando camisas deslizables.

1.7.1.3 Flujo de retorno

Después del proceso de terminación y fracturamiento, la presión en el pozo se disminuye, de tal manera que parte del fluido fracturante es regresado a la superficie, junto con aditivos residuales y fluidos de la formación. A este evento se le conoce como flujo de retorno.

En la figura 1.19 se puede apreciar que el aumento en la concentración de cloruros puede marcar el límite entre el flujo de retorno del fluido fracturante y el agua de la formación, siendo esta última más salada (más cloruros).

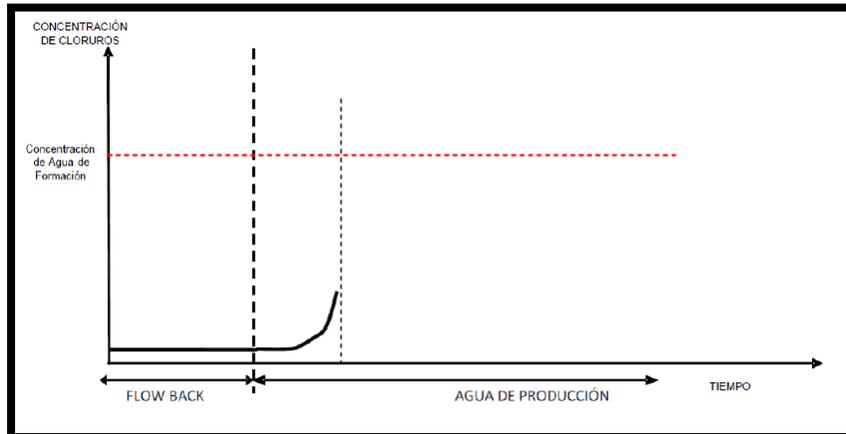


Figura 1.19: Concentración de cloruros vs tiempo.

Como es de esperarse, grandes cantidades de volumen quedan atrapadas en la formación después del fracturamiento. La cantidad de volumen de flujo de retorno puede ser tan poca como un 5% en la lutita Haynesville, hasta un 50% en algunas partes en las lutitas de Marcellus y Barnett⁷³.

1.7.2 Apuntalantes

Para mejorar la productividad o inyección en un pozo, una fractura creada tiene que tener permeabilidad que debe ser órdenes de magnitud mayor que la permeabilidad de la matriz. Cuando el bombeo cede y la presión hidráulica es menor a la necesaria para mantener las fracturas abiertas, éstas se pueden cerrar, y si lo hacen, eliminan el conducto de flujo hacia el pozo. Los apuntalantes, o agentes apuntalantes se colocan en la fractura para mantener el conducto de flujo después de que se alivie la presión del tratamiento. Idealmente, el apuntalante proveerá conductividad de flujo lo suficientemente grande como para minimizar las pérdidas de presión en la fractura durante la producción. En la práctica, esto no siempre se logra porque la selección del apuntalante involucra varios compromisos impuestos por consideraciones económicas y prácticas.

El apuntalante que es bombeado como parte de un fracturamiento hidráulico es parte vital del proceso de terminación porque provee la conexión para que los hidrocarburos fluyan del yacimiento al pozo productor.

Las dos categorías principales de apuntalantes usadas hoy en día son:

1. Arena natural.
2. Cerámica o bauxita artificial.

La arena normalmente es usada cuando el esfuerzo de cierre es mayor a 6000 *psi*, esto ocurriendo normalmente a profundidades menores de 8000 *ft* (2438.4 *m*). Las cerámicas se utilizan para formaciones más profundas en donde el esfuerzo de cierre es mayor a 6000 *psi*.

1.7.2.1 Apuntalantes de arenas

Las arenas Ottawa y Brady son las más usadas en la industria del aceite y gas. Son comúnmente llamadas *café* y *blanca* por su color predominante. Dependiendo de las características físicas de los apuntalantes, éstos pueden ser

subdivididos en grupos de excelentes, buenos (estándar) y grados por debajo del estándar (API RP 56, 1983; and ISO 13503-2, 2006).

1.7.2.2 Arenas Ottawa

Se les da este nombre porque el principal lugar de obtención de estas arenas es el Distrito Ottawa, en el norte de Illinois, Estados Unidos. Son consideradas las arenas de mayor calidad y es el agente apuntalante más usado en la industria. Se caracterizan por su alta pureza, blancura y un alto grado de redondez y esfericidad. Tienen una gravedad específica de aproximadamente 2.65.



Figura 1.20: Arenas de Ottawa³⁵

1.7.2.3 Arenas Brady

Las arenas Brady son más oscuras que las Ottawa y se les puede referir como *café*s y su costo es menor y son usadas principalmente en América del Norte. Su nombre se debe a que se extrae de Brady, Texas. A diferencia de la Ottawa, la Brady es policristalina, es decir, está compuesta de cristales diferentes unidos entre ellos. La arena Brady es más angular y contiene más impurezas (feldespatos) y es por eso que se tiene que limpiar y procesar para que cumpla con los estándares. La existencia de planos de hendidura dentro de cada grano resulta en que sus propiedades de resistencia son menores.



Figura 1.21: Arenas Brady³⁵

Apuntalantes de cerámica La explotación de yacimientos profundos que iniciaba en 1970 necesitaba el desarrollo de apuntalantes con mayor resistencia. En respuesta a esta necesidad, Exxon Production Research introdujo la primera generación de apuntalantes cerámicos, que eran manufacturados sinterizando esferas pequeñas de arcilla de aluminosilicato cuyo contenido era por lo menos de 80% de Al_2O_3 , comúnmente conocida como bauxita. Los apuntalantes cerámicos pueden usarse a profundidades mayores de 10,000 *ft* 3048[m].

1.7.2.4 Bauxita sinterizada

La bauxita sinterizada fue el agente apuntalante original basado en cerámica. Los apuntalantes de bauxita contienen corindón, que se encuentra en noveno lugar en la escala de Mohs, sólo por debajo del diamante, por lo tanto, es capaz de resistir altas temperaturas y esfuerzos. su gravedad específica des de 3.4 o mayor.

Apuntalantes de cerámica de resistencia intermedia. Los apuntalantes de cerámica de resistencia intermedia (ISP, por sus siglas en inglés), tiene una gravedad específica de entre 2.9 y 3.3, tienen límites de resistencia inferiores que la bauxita sinterizada y se utilizan cuando el esfuerzo de cierre de la fractura está entre 8,000 y 12,000 [psi]. Estos apuntalantes exhiben buena esfericidad y redondez.



Figura 1.22: Apuntalantes de cerámica de resistencia intermedia.³⁵

Apuntalante de bajo peso de cerámica. Los apuntalantes de bajo peso de cerámica (LWC, por sus siglas en inglés) tienen un contenido grande de mullita (mineral de nesosilicato) y aunque no es tan resistente como los apuntalantes de bauxita o ISP, su gravedad específica es aproximadamente de 2.72. El proceso de manufactura de los apuntalantes LWC produce partículas de resistencia mejorada, buena redondez, y distribuciones de tamaño mejores, lo que contribuye a una conductividad más alta.



Figura 1.23: Apuntalante de bajo peso de cerámica.³⁵

El rango de los esfuerzos de cierre está entre 6,000 a 10,000 [psi]. Debido a su buena esfericidad y empaque, también pueden tener otras aplicaciones, como aplicaciones frac pack.

1.7.2.5 Apuntalantes cubiertos de resina.

Los problemas asociados a la fractura por arenas frágiles han llevado a el desarrollo de apuntalantes cubiertos de resina, en los cuales se usa un recubrimiento para encapsular cada grano de arena para que como propósito primario, gane resistencia. La cubierta de resina normalmente está, por lo menos, parcialmente curada para producir una película superficial que no se derrita y sea químicamente inerte. Las resinas están disponibles para la mayoría de los tipos de apuntalantes (arena a bauxita) y son usados ampliamente en tratamientos de fracturación.

La resina mejora las propiedades del apuntalante reduciendo la redondez, además de mejorar la resistencia del grano distribuyendo la carga de esfuerzo distribuyéndolo en un área más grande. Y en los casos en los que el grano sea quebrado, la resina sirve para encapsular los fragmentos finos, previniendo que las partículas finas migren y tapen los canales de flujo y gargantas de poro.

Los apuntalantes pre-curados son aquellos que la cubierta de resina está totalmente curada por el fabricante, mientras que los recubrimientos de apuntalantes curables son aquellos que están parcialmente curados cuando se fabrican, con la intención de que exista curamiento adicional después de su colocación en el agujero para que posteriormente los recubrimientos se enlacen.



Figura 1.24: *Izquierda:* Apuntalante de resina pre-curada, *Derecha:* Apuntalante de resina curada³⁵

Los apuntalantes curables se usan normalmente en zonas de producción en las cuales tienen la tendencia de flujo de retorno durante las operaciones de producción. Los enlaces de los granos resisten el flujo de retorno del apuntalante, evitando daño a instalaciones de producción.



Figura 1.25: Arena curable de recubrimiento de resina que ha sido curada elevándola a altas temperaturas y esfuerzos para proveer enlaces de grano a grano y consolidación del paquete de apuntalante.³⁵

1.7.2.6 Apuntalantes ultraligeros.

Una nueva clasificación de apuntalantes fue comercialmente utilizada en el 2004, la cual tiene baja gravedad específica y resiste las condiciones del yacimiento. La primera generación de apuntalantes ultraligeros estaba compuesta de cáscaras de nuez recubiertas de resina, que tenían un gravedad específica de 1.25, lo cual es menos de la mitad de la arena (2.65). El desarrollo subsecuente de estos apuntalantes ha dado como resultado gravedades específicas (γ_{prop}) de 2.02, 1.50 y 1.054.



Figura 1.26: Apuntalante hecho de cáscaras de nuez cubiertas en resina³⁵ ($\gamma_{prop} = 1.25$)



Figura 1.27: Apuntalante hecho de nanocompuestos termoplásticos³⁵ ($\gamma_{prop} = 1.50$)

1.7.3 Hidráulica.

Desde el punto de vista de fluidos, el proceso para terminar un pozo se describe en la siguiente sección, se tratará en términos generales, ya que los fluidos pueden depender de la formación y el procedimiento depende del tipo de terminación. La disposición y tratamiento del agua se tratará más a detalle en el capítulo 3.2.

Una vez que el equipo del fracturamiento es llevado al sitio y conectado al pozo para el tratamiento de fracturamiento, el proceso consta de tres pasos.

1. Para iniciar y propagar el ancho de la fractura, se necesita un fluido llamado *precolchón*.
2. Posteriormente se quiere presionar el yacimiento para crear una fractura con apuntalante para prevenir su cierre, el volumen para este paso se denomina *colchón*
3. Detener el bombeo e iniciar el flujo de retorno para recuperar parte de los fluidos del fracturamiento dejando el apuntalante entre los planos de la fractura.

La cantidad de agua que se usa para la operación depende de cada pozo y cada formación. A continuación se muestra una tabla con algunos valores de agua utilizados durante la perforación y durante la terminación del pozo.

Play de gas en lutitas	Volumen por pozo usado en la perforación. [bbl]	Volumen por pozo usado en el fracturamiento hidráulico [bbl]	Volumen total utilizado por pozo. [bbl]
Barnett	9523.81	54761.9	64285.7
Fatetteville	1428.57*	69047.6	70476.17
Haynesville	23809.5	64285.7	88095.2
Marcellus	1904.76*	90476.2	92380.96

Tabla 1.2: * Perforación hecha con aire o niebla y/o base agua o aceite.

1.7.3.1 Fluido fracturante.

Los fluidos de fractura son los encargados de crear y extender las fracturas con ayuda de la energía proporcionada por las bombas, además transportan el agente apuntalante y están compuestos por un fluido base, agentes apuntalantes o sustentantes y una variedad de productos químicos.

Las cantidades exactas de químicos que se usan dependen de cada empresa y son confidenciales, pero en general los aditivos que se usan en el fluido fracturante caen dentro de la siguiente clasificación:

- Aditivos para aumentar la viscosidad (viscosificantes): Los polímeros orgánicos como el guar o la goma xantana (también usados en la industria alimenticia) pueden incrementar la viscosidad de la solución acuosa a la consistencia de gel a condiciones ambientales.
- Reductores de fricción con la tubería: Varios tipos de compuestos poliméricos poliarcilaminados han sido útiles para reducir la pérdida por fricción de los fluidos hacia las tuberías. Estos aditivos pueden permitir gastos hasta de $1000[bbl/min]$ ³³
- Inhibidores de incrustaciones y control de corrosión: El etinil-glicol y el ácido hidroclorhídrico son dos químicos normalmente usados para esto.
- Biocidas: Se agregan metanol y naftaleno para controlar bacterias aeróbicas que pueden formar productos metabólicos y destruir aditivos usados en el almacenamiento y los tanques de mezclado.
- Sufactantes: Estos mejoran la habilidad del fluido de acarrear el apuntalante, el butanol y otros.
- Control de pH: Diferentes ácidos y bases.
- Dispersantes: Son aditivos que sirven para disminuir la viscosidad del fluido fracturante, reduciendo el peso molecular del polímero y ayudan a limpiar el enjarre que se encuentra en la cara de la fractura, los tipos más comunes son oxidantes, enzimas y ácidos.

El fluido base regularmente es agua por la disponibilidad y bajo costo, además de que se pueden usar aditivos que impidan la interacción química con los componentes arcillosos de la lutita, y para formaciones más sensibles al agua pueden usarse espumas o fluidos base aceite.

A continuación se muestra la composición típica de un fluido fracturante:

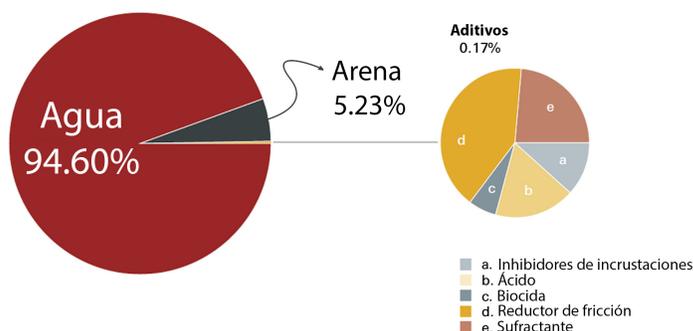


Figura 1.28: Composición típica de un fluido fracturante en volumen. ⁵⁰

Los fluidos fracturantes se pueden clasificar en:

- Fluidos base agua
- Fluidos base aceite
- Fluidos energizados
- Fluidos espuma
- Fluidos ácidos

Fluidos base agua. Los fluidos de base agua son muy utilizados, debido a su bajo costo, alto desempeño, fácil manejo y buena suspensión de agentes sustentantes. Existen una gran cantidad de fluidos base agua. Comúnmente, estos fluidos están compuestos por un 94.6% de agua, 5.23% de arena o apuntalante, y menos del uno por ciento de aditivos^{1.28}.

Los fluidos a base de agua pueden tener rangos desde agua con sólo aditivos de reducción de fricción para reducir la potencia requerida por las bombas hasta fluidos con polímeros reticulados complejos con una variedad de aditivos.

Los fluidos modernos pueden ser bombeados en baches o en modos continuos. Las propiedades reológicas pueden ser fácilmente ajustadas a conveniencia cambiando la carga de polímeros y aditivos incluso durante la operación, ya sea por etapas o continua.

En climas fríos, como en Canadá o Alaska, a veces no es posible calentar toda el agua durante el invierno. Agregando metanol se puede prevenir el congelamiento, además de que el metanol puede ayudar a reducir efectos capilares adversos.

El agua de fricción reducida, también conocida como *slickwater* es útil para crear fracturas largas en las formaciones de lutita, y usando una gran cantidad de agua bombeada a gastos altos junto con una cantidad mínima de apuntalante es posible crear fracturas con monocapas parciales de apuntalante ^{1.29}.

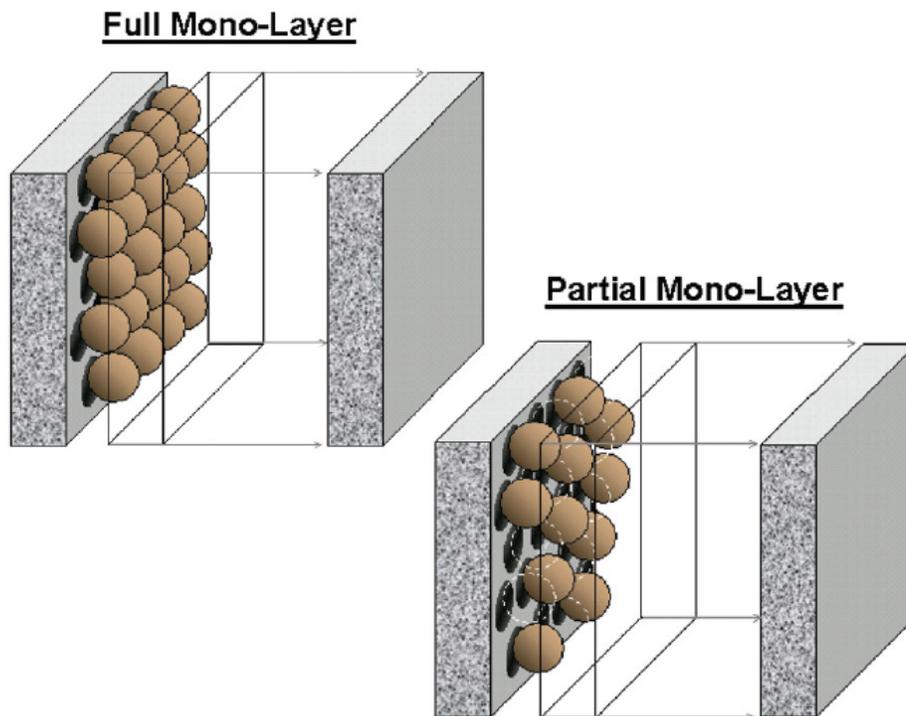


Figura 1.29: Esquema de apuntalante en monocapa total y parcial. ³⁵

Sin los reductores de fricción la fricción sería muy grande debido a los gastos de bombeo tan grandes. Un polímero de acrilamida parcialmente hidrolizado es el agente reductor de fricción más usado en el agua para este propósito. Debido a que la viscosidad alta no es necesaria para el transporte de apuntalante mediante condiciones de turbulencia, el tratamiento del fracturamiento puede ser llevado a cabo a menores costos comparados con las fracturas que pueden ser inducidas con fluidos espumados o reticulados.

Los geles lineales son otra manera de lograr baja viscosidad. Estos usan guar o sus derivados como agentes viscosificantes.

Fluidos reticulados La reticulación es la manera más eficiente de elevar la viscosidad de los fluidos, es un método sencillo que consiste en incrementar el peso molecular de los polímeros. Los fluidos base agua pueden ser reticulados a condiciones de pH altas o bajas. Los fluidos reticulados de bajo pH son convenientes para ser energizados con CO_2 . Con el avance de la tecnología se ha reducido la cantidad de reticulantes hasta cantidades tan bajas como 12 libras por cada mil galones.

Fluidos de borato reticulados Los fluidos de borato reticulados se recuperan del esfuerzo cortante con el tiempo, es decir, el fluido se degradará cuando se le aplique un esfuerzo cortante, pero recuperará su viscosidad cuando el esfuerzo ceda. Esto es posible porque el fluido está basado en enlaces de hidrógeno.

La reticulación del borato es reversible si el pH cae por debajo de 8, y si existe producción de agua en el pozo y el agua producida tiene pH bajo o neutral, los fluidos reticulados se desreticularán. El rompedor diseñado para romper el gel reticulado lo hará de manera más eficiente que mediante el pH, y el pozo tendrá una limpieza buena. Al ser fluidos con alto pH, no son compatibles con CO_2 , pero pueden ser energizados con N_2 .

1.7.3.2 Fluidos reticulados organometálicos

Originalmente, este tipo de fluidos fue diseñado para altas temperaturas y pH. Los fluidos reticulados de circonio en general, resisten esfuerzos cortantes, pero si se excede el límite, el fluido no se recuperará.

Fluidos base aceite. Estos son más caros y difíciles de manejar que los fluidos base agua, se usan principalmente en formaciones muy sensibles al agua y comúnmente utilizan queroseno, diésel, destilados del petróleo y petróleo crudo. Las sales como el ácido de aluminio fosfórico se utilizan para aumentar la viscosidad, la capacidad de transporte del apuntalante y para mejorar la estabilidad de temperatura. Estos fluidos son más peligrosos debido a su inflamabilidad y su desecho debe ser hecho conforme a regulaciones correspondientes.

Fluidos energizados Estos fluidos son energizados con N_2 o con CO_2 para minimizar la cantidad de fluidos introducidos a la formación y así maximizar la recuperación del fluido de fracturamiento. Estos fluidos son considerados energizados si el porcentaje volumétrico del medio energizante al volumen total es menor del 53%, si el porcentaje es mayor, son considerados espumas. En la industria es común usar entre el 25 y 30% en volumen del medio energizante. El usar un medio energizante disminuye la cantidad de agua o aceite usada para la operación.

Hay algunas diferencias entre el N_2 y el CO_2 que se explicarán a continuación:

En la mayoría de los lugares, el N_2 es más fácil de conseguir y a menor precio que el CO_2 . El N_2 es químicamente inerte y no es miscible con los fluidos de la formación, lo que es bueno porque no existe una interferencia química. Es un gas bajo condiciones de bombeo y recuperación. Por el hecho de que tiene una densidad mucho menos que la de los fluidos con los que se bombea, fácilmente se separará de los fluidos escapando hacia la formación. Por lo tanto es imperativo que los fluidos energizados con N_2 se recuperen lo más pronto posible en cuanto el bombeo se suspenda, de lo contrario la energía para la recuperación del fluido se puede perder. El N_2 no es soluble en los fluidos con los que es bombeado y tampoco altera el pH, así que puede ser utilizado para energizar una gran cantidad de fluidos. Por el hecho de ser un gas, los cambios de volumen a lo largo del pozo pueden dificultar el diseño de la operación.

Por otro lado, el CO_2 es un líquido o un fluido supercrítico bajo condiciones de bombeo, el cual es soluble en agua y tiene una densidad parecida a ésta, y los cálculos hidrostáticos. Un fluido supercrítico tiene la habilidad de difundirse a través de los poros como un gas, pero con la densidad de un líquido. El CO_2 permanece como un fluido supercrítico hasta que es recuperado por medio de una baja de presión en el pozo. Dado que el fluido es soluble en

agua, la energía puede permanecer latente por periodos de tiempo más largos que el N_2 .

El CO_2 no es considerado dañino para la formación, particularmente en pozos de gas, pero dado que es reactivo, no se puede usar con todos los fluidos de fracturamiento.

Fluidos espuma y emulsiones. En ocasiones hay dudas de lo que constituye una espuma o emulsión. Generalmente, cualquier fluido que tiene dos fases y un incremento en la viscosidad por la presencia de una segunda fase puede ser considerado una espuma o una emulsión. Las emulsiones y espumas típicas en la industria tienen un 70 a 80% de volumen de gas para minimizar los efectos de fricción debidos a la viscosidad alta. Cuando la fase interna es un fluido no líquido, se considera una espuma, cuando la fase interna es líquida se considera una emulsión.

Por definición, todos los fluidos de CO_2 que contengan más del 53% de calidad deben ser considerados emulsiones. Sin embargo, cuando se suspende el bombeo y el fluido es recuperado, éste sale como espuma. Las espumas se estabilizan agregando un agente químico espumante y un gel base. Por razones económicas, el gel más usado es el guar.

La viscosidad del fluido puede ser modificada cambiando la viscosidad del gel base o la calidad del fluido. El apuntalante normalmente es parte de la fase discontinua, y la cantidad de N_2 o de CO_2 debe ser ajustada mientras la concentración de apuntalante incrementa para mantener la calidad de la fase discontinua.

El único daño que se le puede hacer a la formación y/o al apuntalante empaquetado es mediante el agente de gel, que puede ser roto usando encimas o agentes oxidantes. Uno de los potenciales problemas al usar espumas es que el fluido recuperado puede regresar como espuma, lo cual puede ser un problema para el equipo superficial.

Fluidos no convencionales. Mientras a industria se mueve a formaciones de menor permeabilidad, particularmente formaciones de lutitas donde la producción es controlada por la desorción del gas, en lugar del flujo matricial. Los fluidos que no dañan el empaque de apuntalante o la formación se están volviendo más importantes. Se han diseñado y exitosamente usado diversos fluidos para formaciones no convencionales. A continuación se mencionarán algunos:

Fluidos sufactantes viscoelásticos (VES)

Estos fluidos usan sufactantes en combinación con sales inorgánicas u otras sales para crear estructuras ordenadas, lo que resulta en un incremento de su viscosidad y elasticidad. Estos fluidos tienden a ser fluidos que se degradan con el esfuerzo cortante. No todos los fluidos sufactantes viscoelásticos son compatibles con el CO_2 .

Operacionalmente estos fluidos son simples, debido a que se le agregan uno o dos aditivos sobre la marcha sin necesidad de hidratación para los polímeros. No requieren biocidas porque no contienen biopolímeros. De hecho, algunos de los sufactantes catiónicos pueden tener propiedades biocidas. No requieren sufactantes adicionales de flujo de retorno porque por sí mismos tienen baja tensión superficial e interfacial.

Emulsión de dióxido de carbón con un fluido base de metanol acuoso.

Ciertas formaciones tienen la capacidad de retener incluso la poca cantidad de agua usada en espumas y VES cuya calidad es mayor al 70%. Estos fluidos pueden dañar la formación por la saturación de agua sub-irreducible y el atrapamiento de líquido. En estas formaciones, el reemplazar el 40% de la fase acuosa usada en espumas (emulsiones) de CO_2 convencionales por metanol puede minimizar la cantidad de agua. Un sistema acuoso con 40% de metanol da la mayor viscosidad de las mezclas acuosas con metanol, tiene un punto de congelación cercano a los $-40^\circ C$ (que es el límite inferior de temperatura operacional para el equipo de fracturamiento) y una tensión superficial de alrededor de 30 dinas/cm . Las emulsiones usan sufactantes, las cuales son espumantes compatibles con el metanol, en lugar de espumantes convencionales. La calidad típica de CO_2 ronda el 85%, lo que ha dado como resultado una alta ganancia en permeabilidad y resultados de limpieza rápida y producción en muchas formaciones de gas en Canadá.³⁵

Espumas reticuladas.

Las espumas reticuladas pueden ser consideradas convencionales o no convencionales. Los fluidos de circonio metálico reticulado espumados por CO_2 fueron usadas con o sin espumantes. La mayoría de estos fluidos tienen

calidad de 70 o 75 de N_2 , CO_2 o ambos. Las espumas son reticuladas para incrementar la temperatura de aplicación de estos fluidos o para minimizar la cantidad de líquidos en la formación. En la mayoría de estos sistemas, el incremento en la viscosidad se debe a la reticulación, y la dilución de la viscosidad ocurre a una calidad menor a 53.

Fluidos con base de CO_2 líquido.

La familia de estos fluidos consiste en líquido puro de CO_2 y un fluido binario que consiste en una mezcla de CO_2 y N_2 líquidos para reducir costos. Los fluidos de baja viscosidad y baja temperatura tienen tasas de filtrado mayores que las de fluidos convencionales. El uso de gas o de gas licuado hace al fluido compresible. El fluido bombeado a altas presiones y baja temperatura se expande volumétricamente cuando el fluido es expuesto a las mayores temperaturas y menores presiones de la formación. Esta expansión térmica inhibe la fuga cerca de la cara de la fractura y promueve el desarrollo del ancho de la fractura. Una combinación de la expansión térmica, permeabilidad relativa y posible turbulencia a través de las pequeñas gargantas de poro reducen la fuga de CO_2 líquido de la fractura a la formación.

Los fluidos de baja viscosidad reducen la tasa de asentamiento de arena, debido a los grandes gastos y flujo turbulento que se requieren para transportar el apuntalante. La ventaja de este método es que el apuntalante es depositado en la fractura in situ a la formación, y sin agregar algún aditivo para transportador, para incrementar la viscosidad u otros químicos.

Fluido espuma con base líquida de CO_2

Este fluido es un intento de incrementar la viscosidad de los fluidos con base CO_2 mientras se intenta mantener la conductividad y la compatibilidad con la formación. El fluido espuma con base líquida de CO_2 consiste en una espuma de gas de N_2 en CO_2 líquido como la fase continua estabilizado por un espumante especial soluble en líquido para un CO_2 supercrítico. La principal ventaja de este fluido es la ganancia de viscosidad por la espuma en el CO_2 líquido. El uso de 75% de volumen de N_2 hace el fluido efectivo y rentable cuando varias operaciones van a ser completadas en un día.

Fluido de fracturamiento ácido.

Convencionalmente, el fracturamiento ácido ha sido usado en formaciones carbonatadas. El fracturamiento ácido es una técnica de estimulación donde se inyecta ácido a presiones por encima del gradiente de fractura de la formación para crear una fractura hidráulica. Normalmente se inyecta primero un colchón de un fluido más viscoso para iniciar las fracturas, y después el ácido, el ácido en gel, ácido espumado o una emulsión con ácido. La conductividad en la fractura es creada por el ácido desgastando de manera dispareja las paredes de la fractura, así cuando se disminuye la presión, no es necesario el apuntalante por los canales hechos de lugares relativamente más disueltos que otros. Es por eso que el fracturamiento ácido puede ser utilizado como alternativa para el uso de apuntalantes en lutitas con alto contenido de carbonatos.

1.7.4 Equipo superficial utilizado en el fracturamiento hidráulico.

En esta sección se describirá el equipo superficial utilizado para hacer la operación de fracturamiento hidráulico.

- **Tanque de almacenamiento de fluidos:** Los tanques de almacenamiento de fluido almacenan el fluido base el cual no contiene ningún producto químico o en suspensión.
- **Mezclador:** Los mezcladores se encargan de mezclar el fluido base con los productos químicos para tener un fluido adecuado para el fracturamiento.
- **Unidad alimentadora de apuntalante:** El mezclador debe tener una correcta concentración de apuntalante en el fluido de fractura, por lo que trabaja en paralelo con la unidad alimentadora de apuntalante.
- **Bombas:** Las bombas están encargadas de propulsar el fluido fracturante dentro del pozo para aumentar la presión del fluido y fracturar, y en el caso de los fracturamientos realizados con fluidos base agua con viscosidades bajas, es requerido mayor gasto que un fluido con mayor viscosidad.

- **Manifold o Colector:** El manifold, o colector, sirve para unificar el gasto de cada proveedor en una línea de flujo.
- **Unidad de monitoreo:** Cabina que se encarga de monitorear las variables de la operación.
- **Líneas de alta y baja presión:** Las líneas de baja y alta presión se usan para dirigir el fluido antes y después de pasar por las bombas.



Figura 1.30: Esquema del equipo superficial en una operación de fracturamiento hidráulico.

1.7.5 Abandono del pozo.

Una vez que el pozo llegue a su límite económico, se tapona y abandona de acuerdo a los estándares locales. Las siguientes prácticas son explicadas por la API para el abandono de pozos:

- Se hace el abandono permanente cuando el pozo ya no es de utilidad y se sella permanentemente para prevenir la migración de fluidos.
- Las operaciones de abandono temporal pueden ser llevadas a cabo cuando un pozo tiene utilidad futura y debe ser mantenido en un estado en el cual operaciones de rutina pueden restaurar el pozo.

Hay problemas ambientales relacionados con el abandono de pozos, las preocupaciones primordialmente se enfocan en la protección de los acuíferos de agua dulce, fuentes subterráneas de agua potable y suelos superficiales. Generalmente la contaminación por un pozo inapropiadamente abandonado puede ocurrir en dos maneras:²¹

- El pozo abandonado puede actuar como conducto para el flujo de fluidos a través de los estratos penetrados hacia las fuentes subterráneas de agua potable o la superficie.
- Agua contaminada puede entrar al pozo abandonado y migrar a fuentes subterráneas de agua potable (FSAP).

La contaminación se puede prevenir mediante el correcto taponamiento. Las operaciones de taponamiento previenen que el pozo abandonado se convierta en un conducto para que ocurra la contaminación, sin embargo, es importante mencionar que los métodos de perforación y terminación son cruciales para prevenir la contaminación.

Los tapones de cemento deben asegurar aislar las FSAP y a su vez el suelo superficial confinando los fluidos al pozo. La limpieza y remediación de la superficie también incluye cortar la TR superficial por debajo del nivel del terreno, para restaurar las condiciones superficiales lo más cercanas posibles al estado anterior a la perforación del pozo, y marcando la localización del pozo instalando un marcador por encima de él.

En el proceso de abandono se tienen que hacer estudios para asegurar la hermeticidad del pozo.

1.8 Riesgos ambientales.

El cuidado del medio ambiente debe ser prioridad en una operación de fracturamiento hidráulico. En este capítulo se tratarán las principales preocupaciones vinculadas al fracturamiento hidráulico:

1. Manejo de agua.
2. Derrames superficiales.

3. Protección de acuíferos superficiales.
4. Actividad sísmica.
5. Erosión del suelo.
6. Contaminación del aire.
7. Contaminación por ruido.

1.8.1 Manejo de agua

Para el correcto manejo del agua, es necesario entender las diversas actividades que se realizan en el proceso del fracturamiento hidráulico. Una actividad de gran importancia es la obtención del recurso, y para esto se tienen diversas opciones, dependiendo del área de explotación.

Otro punto importante es el medio de transporte que se utilizará para llevar el agua o el fluido fracturante al sitio, ya que éste depende de las condiciones del sitio y otras variables sociales, geográficas, técnicas y políticas.

Una vez que llegue al sitio, es necesario tener una forma de almacenar los volúmenes de agua para después ocuparla en la operación del fracturamiento, y después de que la roca sea fracturada, una porción de volumen será devuelta a superficie en un proceso conocido como flujo de retorno, aunque la mayor parte se queda en la formación. El volumen del agua resultante de este flujo es enviado a instalaciones para ser reciclada o desechada, de tal manera que el manejo del agua incluye varios procesos.

A continuación se enlistan los procesos que comprende el manejo del agua:

- Suministro.
- Transporte.
- Almacenamiento.
- Tratamiento y desecho de residuos.

1.8.1.1 Suministro del agua.

La mayoría de los fluidos fracturantes están hechos a base de agua, el agua que será ocupada para la operación de fracturamiento puede provenir de distintas fuentes, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Agua superficial.
- Agua subterránea.
- Suministro municipal de agua.
- Agua tratada.

Agua superficial. Las aguas superficiales incluyen ríos, arroyos, lagos, lagunas, estanques y cuerpos de agua superficiales. Hay que estar seguros de que la tasa de precipitación sea mayor que la tasa de recolección del agua, también es necesario hacer estudios de fauna y flora para evitar la afectación del ecosistema local.

Agua subterránea. Constan de cuerpos de agua bajo la superficie, y pueden ser un poco más difíciles de disponer, en especial si se trata de aguas dulces, debido a que éstas son utilizadas regularmente para abastecimiento humano. Cuando se trata de aguas con mayor salinidad, este recurso puede suponer una buena opción.

Al evaluar esta opción de suministro se tendrá en cuenta la construcción de pozos para la extracción de agua o la utilización de pozos disponibles, también la calidad del agua disponible debe ser analizada, al igual que los volúmenes que puedan ser proporcionados por cada pozo.

En las zonas áridas se tiene que tener especial cuidado, ya que como se puede ver en la figura 1.7.3, las cantidades de agua que requiere cada pozo son grandes, y puede ocasionar escasez de agua. Para esto se pueden tomar medidas de tratamiento de aguas y evitar la continua recolección a través de pozos.

Si el agua subterránea es recolectada muy rápidamente, pueden haber eventos de subsidencia en donde la porosidad del acuífero colapse y se pierda por completo, pero esto depende de una combinación de condiciones geológicas y de los volúmenes que se retiren.

Suministro municipal de agua. La obtención de recursos municipales es una buena opción si se pueden cubrir los volúmenes de agua requeridos, sin embargo, los volúmenes necesarios para el fracturamiento de varios pozos podrían ser demasiados como para que el sistema municipal pueda cubrirlos.

Se le debe dar prioridad a las necesidades de la población, de tal manera que este recurso está sujeto a el cambio de necesidades estacionales, por variables como la agricultura, ganadería, higiene, etc.

Agua tratada. El agua residual industrial, de alcantarillado local, o de flujo de retorno y agua producida por otros pozos puede ser tratada y utilizada para tener los fluidos necesarios. Un punto importante es hacer el análisis económico de estos tratamientos en vías de ver si el proceso es rentable.

En estos casos las plantas de tratamiento deben de tener la capacidad de tratar grandes cantidades de agua, suponiendo el caso de la perforación simultánea de más de un pozo.

1.8.1.2 Transporte.

El transporte del agua puede ser llevado a cabo por camiones cisterna o por tuberías. La manera más común de transporte del agua es mediante camiones, debido que la instalación de tuberías puede ser más costoso, aunque ofrece más beneficios.

El transporte por camión involucra el uso de caminos y carreteras que pueden deteriorarse debido a la intensa actividad del transporte, además de la contaminación del aire y el ruido de los mismos camiones.

1.8.1.3 Almacenamiento.

El agua dulce puede ser almacenada en presas al aire libre o en tanques de acero o polietileno. Los tanques de fracturamiento (frac tanks) tienen una capacidad de 500 [bb].



Figura 1.31: Tanque de almacenamiento (frac tank)

Tanques de paneles de acero: pueden llegar a tener capacidades de hasta 950,000 [bb]



Figura 1.32: Tanques de paneles de acero.

1.8.1.4 Tratamiento de residuos.

Una vez que el fluido de la operación regresa a la superficie, éste contiene aditivos residuales y otros componentes adicionados por el contacto del fluido de fracturamiento con la formación.

Tanto el flujo de retorno como el agua producidas son tratadas para diversos objetivos, como puede ser la disposición final, reciclaje y reúso.

El volumen de agua que va a un pozo de inyección puede ser reducido tratando y reciclando el agua. El desafío del tratamiento del agua de flujo de retorno para su reutilización para fracturamientos consecuentes es más logístico que técnico.

Algunos métodos del tratamiento del agua se explican a continuación:

Destilación. Este método emplea unidades de destilación que calientan el agua para separar altas concentraciones de sal del agua. Usando este proceso, en vez de transportar los fluidos de retorno a un pozo de inyección, se almacena en tanques en el lugar y se destila con una unidad móvil o se transporta en tuberías a una planta. El gas natural que se produce también puede ser utilizado en las columnas de destilación.

Instalaciones públicas municipales. Este es otro método de reducir los desechos para la inyección. Aunque este tipo de tratamiento no permite el reciclaje del agua a otras operaciones de fracturamiento, le permite al agua permanecer en el ciclo hidrológico que puede ayudar a recargar un acuífero. Las restricciones de este método pueden ser los permisos reglamentarios, la proximidad a las instalaciones públicas (de haberlas) y la habilidad de la planta de manejar grandes cantidades de agua por periodos de tiempo cortos.

Los fluidos de flujo de retorno y el agua congénita no necesitan tratamiento si hay algún método de disposición final que permita el desecho íntegro de los fluidos.

Filtros de agua Este es un proceso de tratamiento que usa electrocoagulación seguida de filtración para tratar el agua de flujo de retorno. El método sigue en fase experimental y se planea aplicar en la formación de lutitas Marcellus.

Cleanwave Este es un proceso que también usa electrocoagulación para tratar el agua de flujo de retorno. Este proceso también está diseñado para reciclar salmueras, reduciendo el costo de la adición de sales a los fluidos de fracturamiento para controlar el hinchamiento de la arcilla en la formación, que puede dañar severamente la permeabilidad de la formación.

1.8.1.5 Disposición final.

El agua de retorno y producida pueden ser manejadas de diferentes maneras según la disponibilidad de opciones. Entre las opciones de disposición final se encuentran las siguientes:

- Inyección en pozos profundos.

- Descarga en superficie.
- Evaporación.

Inyección en pozos profundos. La disposición de agua por medio de inyección en pozos profundos consiste en inyectar el agua en pozos de inyección en formaciones geológicamente aisladas que son diferentes de la formación productora.

Es importante que cumplan regulaciones para que el agua no migre hacia algún acuífero de agua dulce, que los volúmenes inyectados serán aceptados por la formación, y que no exista una formación con hidrocarburos que pueda verse afectada. Una opción viable es usar pozos agotados como pozos de inyección.

Por ejemplo, se estima que para cada pozo en la formación Eagle Ford (EEUU), se necesitan alrededor de seis millones de galones de agua, y más del 20% es de flujo de retorno y tiene que ser dispuesto en la superficie. La tasa del volumen total de fluidos que un pozo de inyección puede manejar está restringida por la permeabilidad, porosidad y la presión de poro de la formación.

Es importante que al hacer la evaluación de formaciones objetivo para los pozos de inyección de agua residual evaluar una formación que no tenga fallas activas o bajo grandes esfuerzos, porque la inyección de grandes volúmenes de agua cambian la presión de poro, disminuyendo el esfuerzo efectivo y potencialmente provocando un evento sísmico menor. El transporte del fluido de retorno desde el sitio de fracturamiento hasta el pozo de inyección puede causar tráfico terrestre y peligros de seguridad. Transportar un millón de galones ($3.78 \times 10^6 [l]$) puede tomarle a los camiones 200 o más viajes.³³

Descarga en superficie. Este tipo de disposición se refiere a la descarga de agua en cuerpos de agua superficiales. Esto involucra un tratamiento previo para obtener agua con la calidad suficiente como para ser descargada en cuerpos de agua salada o dulce de forma que se cumplan regulaciones establecidas.

Evaporación. Es una opción poco práctica, y debe usarse en lugares donde la tasa de precipitación sea superior a la de evaporación.

Consiste en dejar el agua del tratamiento al aire libre y esperar su evaporación. Metales y elementos pesados quedarán como sedimentos como resultado final.

1.8.2 Derrames superficiales.

Las operaciones del fracturamiento hidráulico son intensivas durante un corto periodo de tiempo, normalmente algunas semanas, y requieren una gran cantidad de equipo y químicos como pueden ser: bombas, apuntalantes, vehículos y otros equipos que pueden dar como resultado un derrame no intencional en la superficie. Estos derrames pueden filtrarse a acuíferos subterráneos someros, fluir hacia aguas superficiales, evaporarse en el aire o quedarse en la superficie del terreno dependiendo del lugar y tipo de derrame. Los derrames superficiales pueden ocurrir como resultado de una multitud de accidentes impredecibles, como pueden ser: rupturas en los tanques, fallas en el equipo, sobrellenado, vandalismo, accidentes, incendios, u operaciones mal hechas.

La composición química del fluido de fractura puede ser muy variada debido a la gran variedad de químicos diferentes para las diferentes situaciones. Se estima que la concentración de químicos utilizados varía entre el 0.5% y el 2%. Esto puede parecer una cantidad pequeña, pero en realidad los volúmenes son significativos por el gran volumen que se inyecta en cada pozo horizontal (entre 1 y 8 millones de galones, 23809 y 190476 [bbl]). Lo que puede significar entre 5000 y 80000 galones (119.048 y 1904.76 [bbl]) por cada pozo horizontal. Algunos de esos químicos son peligrosos para la salud humana, mientras otros son benignos.

El camino por el cual los fluidos derramados pueden migrar hacia agua subterránea, superficial y el aire depende de muchos factores, incluyendo el lugar, el tipo de químicos y/o las propiedades de los fluidos. Otros factores específicos de la locación pueden incluir la elevación del derrame con respecto al suelo y recursos de agua, las condiciones del clima al tiempo del derrame y el tipo de superficie en la cual el derrame sucede. Otros factores específicos de los químicos pueden incluir sus propiedades químicas y físicas como la presión de vapor, densidad, solubilidad, difusión y el coeficiente de reparto. Estas propiedades gobiernan qué tan fácil los químicos pueden migrar de un medio (el suelo superficial) a otro (agua subterránea, superficial o el aire).

1.8.2.1 Medidas para mitigar derrames superficiales.

Los derrames superficiales y sus efectos pueden ser minimizados si:

1. Proveyendo al personal del entrenamiento adecuado para manejar químicos y el equipo.
2. Usar químicos que no sean tóxicos para el ambiente y sean biodegradables.
3. Usar tanques de doble pared para minimizar los accidentes relacionados con la ruptura de una sola pared.
4. Tener un control de derrames específico, planes de contingencia, y el equipo o químicos necesarios para neutralizar cualquier derrame.
5. Tener una gestión interna adecuada.

1.8.3 Protección de acuíferos superficiales.

Muchas personas en el mundo dependen de rocas porosas saturadas de agua como fuente principal de agua potable. Si la lutita es una roca impermeable que no permite que los fluidos fluyan a través de ella, ¿cómo puede fluir el gas a través de la lutita profunda a estratos someros? Las fracturas como estas no tienen una longitud suficiente como para llegar a lugares cercanos a la superficie. En la imagen 1.33 se ilustra a escala la magnitud de las fracturas hidráulicas y su profundidad a comparación con los mantos acuíferos superficiales.

La contaminación de acuíferos superficiales puede ocurrir si la formación es somera y hay una zona de fallas en la vecindad que pueda actuar como conducto para el fluido fracturante. La posibilidad de que esto ocurra es remota debido a la cementación natural asociada a las fallas, sin embargo, si la integridad de la tubería de revestimiento y la cementación asociadas con el pozo se ven comprometidas, el fluido de fracturamiento puede contaminar la fuente de agua.

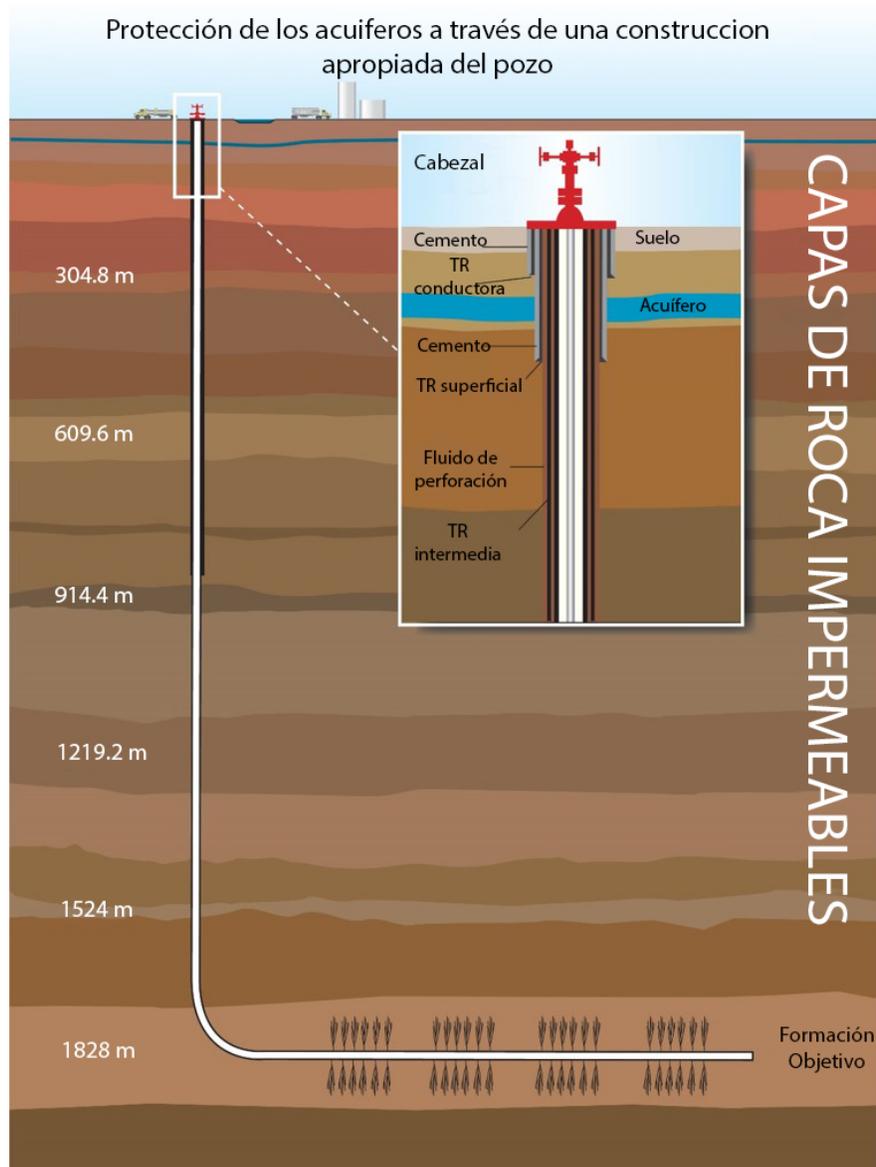


Figura 1.33: Imagen a escala de la operación de fracturamiento hidráulico. Las fracturas inducidas no pueden llegar a acuíferos someros. (modificado al español de API)

Es muy poco probable que el gas se fugue por otras fracturas naturales preexistentes o por otros pozos si los ingenieros de diseño planearon bien la trayectoria del pozo.

Lo que es más probable que ocurra es que el gas se fugue a través del propio pozo, es decir, entre la capa de cemento y tubería de revestimiento o entre el cemento y la capa de roca. Si esto ocurre, los pozos pueden ser reparados y la contaminación puede ser removida⁷³, aunque en ningún caso se quiere tener este escenario.

La mayor parte del agua subterránea no tiene uso como potable, debido a que, en general, mientras más profundo esté el agua, más sales contiene.

1.8.3.1 Extensión de fracturas a la superficie.

Se muestra una recopilación (Davies et al.) de datos microsísmicos de la extensión de las fracturas de varias operaciones de fracturamiento hidráulico en diferentes formaciones de gas en lutita en Estados Unidos.

Fracture initiation depth muestra la profundidad de la tubería de revestimiento de producción, mientras que los picos de mismo color indican la extensión vertical máxima que alcanzaron las fracturas.

La extensión vertical máxima (VE) en todas las fracturas de las lutitas Barnett es de 588 [m], mientras que en Marcellous es de 536 [m].

Davies y sus colegas encontraron que la probabilidad de que una fractura se extienda más de 350 [m] es de alrededor el 1

La distancia máxima sugerida entre un pozo y un acuífero es de 588 [m], en otras palabras, no se debe hacer fracturamiento hidráulico si el pozo está a una distancia de 600 [m] de un acuífero.

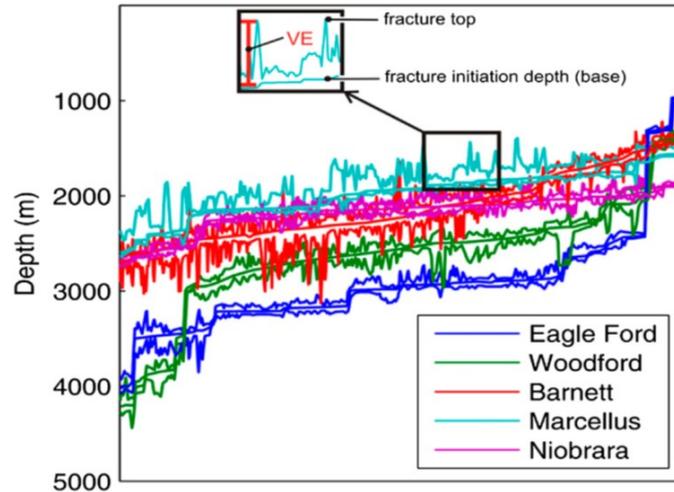


Figura 1.34: Profundidad y extensión de fracturas en diferentes plays de Estados Unidos²⁵.

1.8.3.2 Fuga a través del contacto cemento-tubería o cemento-roca.

Es de gran importancia conocer los acuíferos antes de hacer el fracturamiento hidráulico porque puede que como condiciones iniciales el agua ya tenga gas en solución. Microorganismos y otros procesos pueden generar metano (biogénico) en acuíferos superficiales.

En la lutita Fayetteville se han perforado alrededor de 4000 pozos, y a pesar de eso se han encontrado muy pocas concentraciones de metano, y éste se ha encontrado en su mayoría biogénico, no termogénico.

Es de gran importancia que se haga una cementación de calidad para prevenir la posible contaminación de acuíferos superficiales.

1.8.4 Actividad sísmica relacionada al fracturamiento hidráulico.

Se tiene que decir que ningún sismo que haya sido consecuencia de la inyección de fluidos ha causado daños serios o lesiones. Más que eso, aproximadamente 140,000 pozos de deshecho de agua han estado operando en Estados Unidos en las décadas pasadas. Con eso dicho, se sabe desde hace más de 40 años que los sismos pueden ser inducidos por inyección de fluido. Dichos sismos ocurren cuando se incrementa la presión de poro a cierta profundidad a consecuencia de los fluidos inyectados y se disminuye el esfuerzo efectivo normal que actúa perpendicular a fallas preexistentes.

Mientras ha habido un incremento apreciable en el fracturamiento hidráulico asociado con el desarrollo del gas de lutitas en los últimos años, debe ser mencionado que la inyección de agua asociada con el fracturamiento hidráulico no es responsable por el desencadenamiento de los eventos sísmicos en cuestión. La razón de esto es que la presurización durante el fracturamiento hidráulico afecta sólo volúmenes limitados de roca (normalmente varios cientos de metros en extensión) y la presurización sólo dura unas pocas horas. Por lo tanto, mientras han ocurrido pequeños sismos durante el fracturamiento hidráulico, estos son eventos muy raros.

El punto de interés acerca de los sismos inducidos asociados con el desarrollo del gas en lutitas realmente está después del fracturamiento hidráulico, cuando el agua se desecha por medio de pozos de inyección.

En la figura 1.35 se muestran sismos en el oriente de Estados Unidos con magnitudes mayores a 3.0 desde 1960. Los puntos resaltados son sismos aparentemente causados por inyección de fluido.

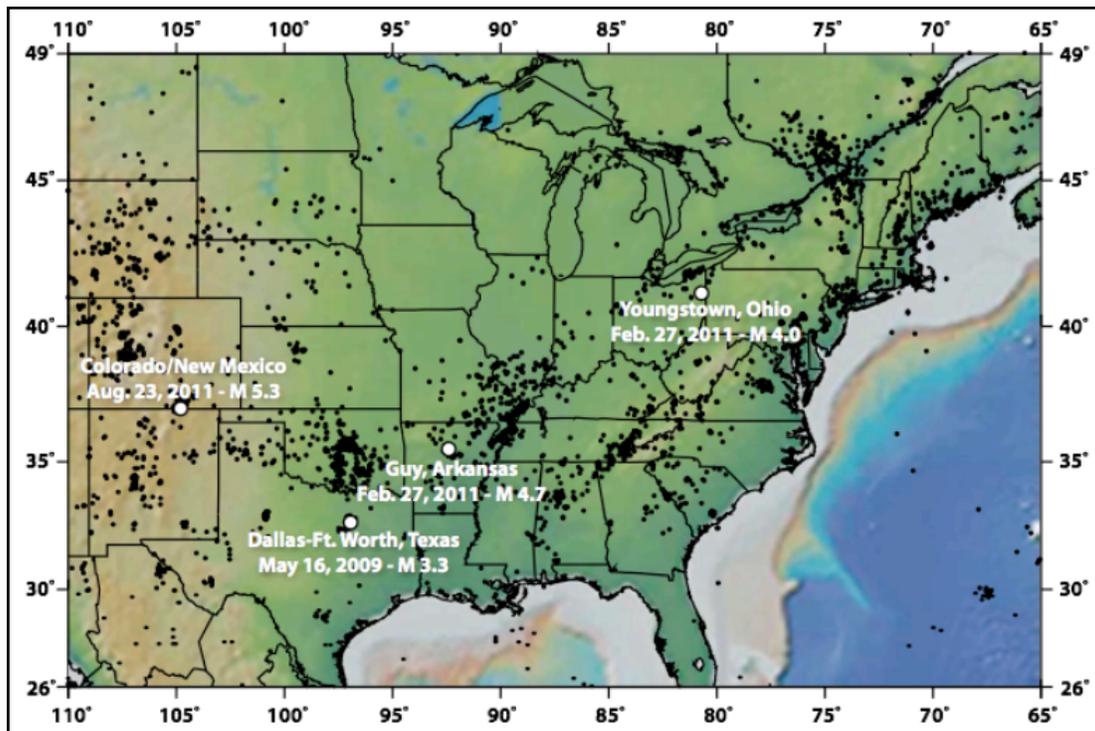


Figura 1.35: Sismos de magnitud mayor a 3 desde 1960⁸¹.

Zoback⁸¹ sugiere cinco pasos para reducir la probabilidad de reducir la inducir un sismo al inyectar agua:

1. Evitar la inyección en fallas activas y fallas en roca deleznable.
2. Las formaciones deben ser seleccionadas para la inyección para minimizar los cambios de la presión de poro.
3. Se deben instalar sistemas de monitoreo sísmico cuando hay peligro potencial de que la inyección induzca movimientos sísmicos.
4. Se deben establecer protocolos por adelantado para definir cómo se debe modificar la operación en el caso de que los movimientos sísmicos sean inducidos
5. Los operadores deben estar preparados para reducir los gastos de inyección o abandonar los pozos en el caso de que los sismos inducidos sean peligrosos.

Los anteriores cinco pasos proveen a los reguladores y las compañías operativas un marco de trabajo para reducir el riesgo asociado con sismos inducidos.

1.8.5 Erosión de suelos.

Se estima que tres o cuatro pozos verticales pueden ser reemplazados con un sólo pozo horizontal, y sólo 7.5 acres (3.03 hectáreas) de tierra serían perturbadas por cuatro pozos de una sola macropera para la lutita Fayetteville. En cambio, si se usaran pozos verticales para acceder a los mismos recursos, se necesitarían 77 acres (31.1 hectáreas) de tierra.

El equipo de la operación de fracturamiento hidráulico puede utilizar un gran número de tráilers de carga pesada, lo cual puede causar erosión substancial del suelo y dañar flora y fauna sensible del área.

La protección de estos ambientes sensibles se puede lograr planeando cuidadosamente la construcción de rutas de acceso temporales.

1.8.6 Contaminación del aire.

Durante el fracturamiento y el flujo de retorno se pueden liberar contaminantes al aire, incluyendo metano, óxidos de nitrógeno, óxidos de carbón y materia en partículas generados de la formación fracturada y la operación de bombas, generadores y vehículos. La contaminación del aire se puede evitar captando el gas producido por la formación e intentando usar equipos y transportes con bajas emisiones.

También pueden ocurrir emisiones temporales de los pozos de gas cuando los pozos fracturados se preparan para la producción. Durante el periodo del flujo de retorno, que dura solo unos pocos días, los fluidos fracturantes gastados, salmuera y gases (metano, etano y otros hidrocarburos volátiles) son producidos de la formación a un gasto volumétrico considerable. El gasto del pozo es enviado a un separador de gas y líquido para remover los líquidos y almacenar los gases para su compresión y transporte. En algunas ocasiones el gas puede ser quemado para eliminar su exceso.

El uso de cámaras infrarrojas en el campo es una buena opción para identificar visualmente cualquier fuga de hidrocarburos para que puedan ser reparados rápidamente para reducir el impacto ecológico. Las cámaras se encienden a la longitud de onda que es reflejada por los hidrocarburos en forma de gas, así los gases que normalmente invisibles se vuelven visibles como si fueran *humo* ante la cámara.

La instalación de 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.

1.8.7 Contaminación por ruido.

El proceso de fracturamiento requiere la operación de muchas bombas de alta potencia, junto con el mezclado de los apuntalantes, lo cual produce mucho ruido y puede ser una fuente significativa de contaminación, en especial en los casos donde la localidad está cerca de centros de población o interfiere con la vida y reproducción de la fauna local.

Se pueden colocar barreras contra el ruido y silenciadores en las bombas para reducir un poco este efecto.

Perspectiva actual de México de Shale Gas y Shale Oil.

México tiene un gran potencial en sus yacimientos de gas y aceite de lutitas, es por eso que el fracturamiento hidráulico es una técnica recomendable para explotar estos yacimientos, además, se tiene la ventaja de que los plays del Jurásico superior La Casita y Pimienta de las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico Misantla son análogos a la formación productora Haynesville en Estados Unidos⁶⁰.

Para fines de este trabajo, se menciona que se hará énfasis en el gas, ya que es el hidrocarburo de interés en materia de transición energética, sin embargo, se utilizaron datos de pozos que fueron perforados tanto en plays de lutitas de gas como de aceite, y cabe mencionar que la cuantificación de recursos se expresa en barriles de petróleo crudo equivalente, que para este trabajo se define como el volumen de gas expresado en barriles de petróleo crudo a 60oF, que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo. Este término es utilizado para comparar o sumar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

De acuerdo al plan quinquenal⁶⁸, al 1 de enero de 2020, los recursos petroleros de México aún no descubiertos se estiman en 112,947 MMbpce, de los cuales 48,723 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) (43%) corresponden a recursos convencionales y aproximadamente 64,224 MMbpce (57%) a recursos no convencionales.

Debido al gran potencial que representan proyectos de aceites pesados y extra-pesados, así como de proyectos no convencionales, inicialmente se tenía contemplado licitar estos recursos en la Ronda Uno. No obstante, debido a los bajos precios de petróleo, la SENER optó por aplazar la licitación de dichas áreas.⁶⁸

Posteriormente, se cancelaron las rondas de licitación 3.2 y 3.3 por parte de la CNH, de la cual esta última contemplaba licitaciones en Áreas Contractuales con potencial en yacimientos no convencionales.

De los recursos prospectivos, el potencial no descubierto técnicamente recuperable de México es de 112,946 MMbpce, lo que equivale prácticamente al doble de los recursos extraídos en el país en los últimos 100 años, y en términos porcentuales, esta distribución corresponde a 57% de recursos no convencionales y 43% de recursos convencionales. Derivado de lo anterior, para aumentar el conocimiento de estas áreas, la incorporación de reservas y la producción de hidrocarburos, es necesario incentivar la inversión en estudios de exploración, particularmente en el área del Golfo de México Profundo y de las cuencas precursoras de recursos no convencionales.⁶⁹

De acuerdo al Plan Quinquenal de 2020, la actual política energética prioriza inversiones en aguas someras y terrestres convencionales, relegando actividades en aguas profundas y terrestres no convencionales, considerando restricciones presupuestales, requerimientos de incorporación de reservas, nuevos descubrimientos con mayor potencial y el riesgo por incumplimiento en la ejecución de CEE. Además, se menciona que el país cuenta con un alto potencial en aguas profundas y de recursos no convencionales en lutitas, y que estos que se podrían considerar para el diseño de futuras estrategias de licitación. Con la política energética actual se prescinde totalmente de la extracción de estos recursos no convencionales en lutitas, que involucren el uso del fracturamiento hidráulico masivo o fracking, en tanto se garantice contar con mejores tecnologías y procesos para esta técnica, preservando y sin impactar el medio ambiente, con respeto al entorno social y que los precios de los hidrocarburos sean suficientemente altos para que sean económicamente rentables los proyectos.

Este último párrafo está relacionado con el presente trabajo, ya que se menciona un impacto al medio ambiente y también implica la política energética actual, que si bien quiere ser menos dependiente de importaciones, cada año han ido aumentando, además de que la matriz energética a futuro contempla un alza en la demanda del gas natural. Para el caso del gas natural, con datos del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) la demanda nacional al 2020 fue de 8,353 MMpcd, la cual se pronostica incrementa un 26% para el 2033.

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes en la Tierra, se componen de fragmentos de grano fino, arcillas y materia orgánica, sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos y actúan como sellos para el entrapamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes. Los tipos de lutita se dividen en lutita negra, lutita carbonosa, lutita silíceas, lutita ferruginosa y lutita calcárea. Las lutitas pueden ser depositadas en ambientes terrestres, marinos y transicionales.¹⁸.

El gas y aceite de lutita también conocidos como "shale gas" y "shale oil" se definen como los fluidos que se recuperan de las lutitas ricas en materia orgánica. Los yacimientos de hidrocarburos de lutitas se caracterizan por la autogeneración y autopreservación, esto debido a que las lutitas actúan como roca generadora, roca sello y roca almacén al mismo tiempo. Además no existe una trampa como tradicionalmente tienen los yacimientos convencionales ya que la conservación se da dentro de la lutita.

La mayoría de los yacimientos de lutita contienen mucha mayor cantidad de gas que de aceite debido a que las condiciones en que se depositan propician la generación de gas sobre la de aceite.¹⁸.

Para la explotación de hidrocarburos en yacimientos de lutitas se requiere un espesor efectivo de la lutita de 30 a 50m (cuando la lutita se desarrolló de forma continua está dentro de este rango, y puede llegar a ser mayor a 50m cuando la lutita se generó discontinuamente o con un contenido bajo de materia orgánica). La productividad comercial se puede alcanzar tras el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Así como para los yacimientos en arenas compactas, el fracturamiento hidráulico de varias etapas y repetitiva, son las técnicas fundamentales para la mejora de la capacidad productiva. La técnica de fracturamiento hidráulico empleada en los yacimientos de lutitas puede mejorar la producción de hidrocarburos sustancialmente, este tratamiento desempeña un papel determinante en el desarrollo comercial del aceite y gas de lutitas.¹⁸.

El crecimiento rápido de la perforación de pozos horizontales ha impulsado la recuperación de hidrocarburos de yacimientos de lutitas rápidamente desde 2002. Hoy en día casi todo el aceite y gas de lutitas es producido vía pozos horizontales. Técnicas como la perforación bajo balance, perforación de aire y la perforación rotatoria son utilizadas para el desarrollo de pozos horizontales. En comparación con los pozos verticales los horizontales cuentan con los siguientes factores:

- Su costo es de 1.5 a 2.5 veces mayor que el de un vertical.
- Las reservas recuperables son 3 a 4 veces las de pozos verticales.
- La velocidad de explotación es mayor.
- Las posibilidades de que un pozo horizontal se cruce con las fracturas son grandes, lo que puede mejorar el estado de flujo de fluidos del yacimiento y aumentar el área de drenaje significativamente.
- Las instalaciones en tierra se reducen y el impacto desfavorable en superficie es bajo.¹⁸.

Desde que México inició operaciones de exploración de aceite y gas de lutitas se han definido cinco provincias prospectivas petroleras proveedoras de estos hidrocarburos las cuales son:

- Tampico-Misantla.
- Burgos MZ.
- Sabinas Burro-Picachos.
- Veracruz.
- Chihuahua

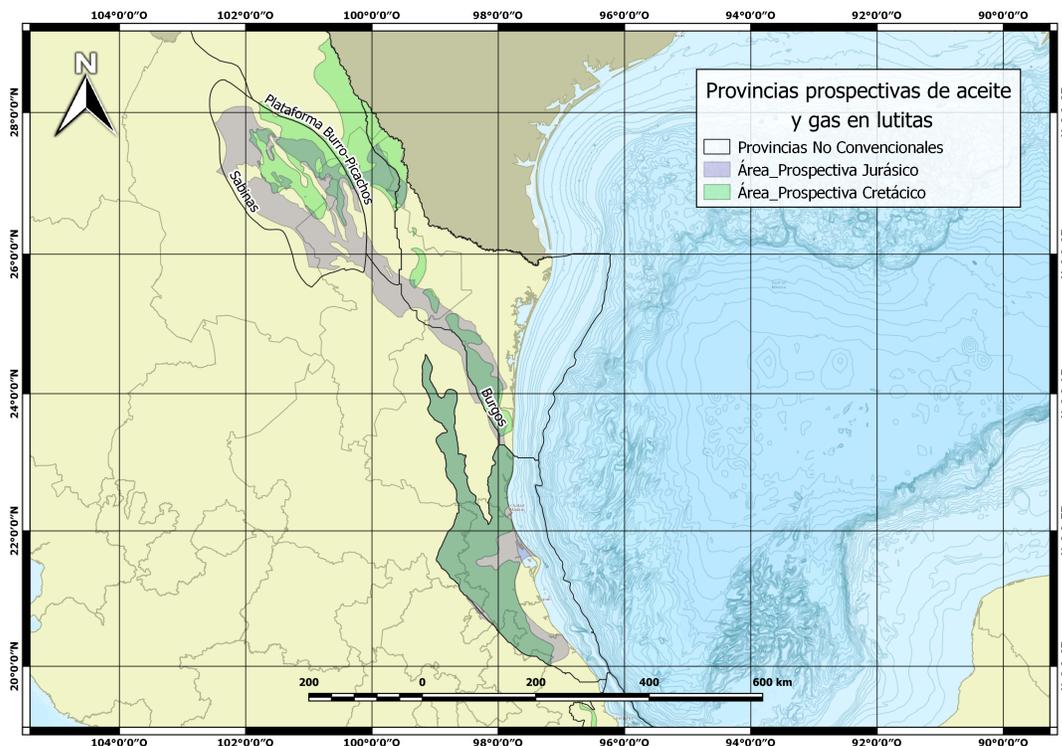


Figura 2.1: Provincias prospectivas de aceite y gas en lutitas CNH, creación propia con datos de CNIH

Para la explotación del aceite y gas de lutitas en México se ha realizado la perforación de 21 pozos exploratorios y cuatro de desarrollo, los cuales han entregado distintos resultados, tanto positivos como negativos. 13 están perforados en el play de Eagle Ford y 12 en el play Pimienta, análogo de Haynesville. Los pozos fracturados tienen de 10 a 17 etapas con una profundidad vertical verdadera (TVD) que promedia de 2000 a 3000 m y desarrollada de hasta 4900 m. La extensión horizontal promedia 1900 m. No se han perforado pozos en recursos no convencionales desde el 2014. Se le dieron permisos a PEMEX para perforar tres pozos en marzo del 2016, pero en agosto del mismo año se suspendieron los permisos para esperar nuevas regulaciones específicas para pozos no convencionales por la ASEA. El resultado de los pozos exploratorios perforados se encuentra en la tabla 2.8³⁴.

Un estudio en enero del 2017 por Renaissance Oil indicó, tras estudiar núcleos a través del análisis de carbonatos y contenido orgánico de la cuenca Tampico-Misantla, que la formación Pimienta tiene características que se parecen más a la formación Eagle Ford.³⁴

Algunos de los pozos mostraron buenos gastos iniciales de producción. De los 25 pozos, 11 han producido, seis de la formación Eagle Ford y 5 de la formación Pimienta. Hubo siete pozos reportados como descubridores pero no fueron puestos en producción, y siete abandonados como no comerciales. De los 11 productores, tres fueron cerrados y ocho siguen produciendo.

Los estudios realizados en el territorio mexicano sobre yacimientos de aceite y gas de lutitas han entregado recursos prospectivos por 60.2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. (CNH, 2015). La tabla 2.1 contiene los recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas clasificados por provincia. La cuenca de Chihuahua no cuenta aún con suficientes datos para ser evaluada.

En la figura 2.2 se observan los datos de sísmica 2D que se tiene en las provincias petroleras, como se puede observar, la mayor parte de la información sísmica bidimensional se ha registrado sobre las zonas productoras de las cuencas petroleras tradicionales. La sísmica 2D, o estudio sísmico 2D, es un método de exploración utilizado para crear un mapa de las estructuras debajo de la superficie de la Tierra que tiene como resultado una imagen en dos dimensiones a lo largo de una línea sísmica.

Tabla 2.1: Recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas

Provincia petrolera	Aceite (mmbb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmbbpce)
Tampico-Misantla	30.7	20.7	34.7
Burgos MZ	0	53.8	10.8
Sabinas-Burros-Picachos	0.6	67	13.9
Veracruz	0.6	0	0.8
Total	31.9	141.5	60.2

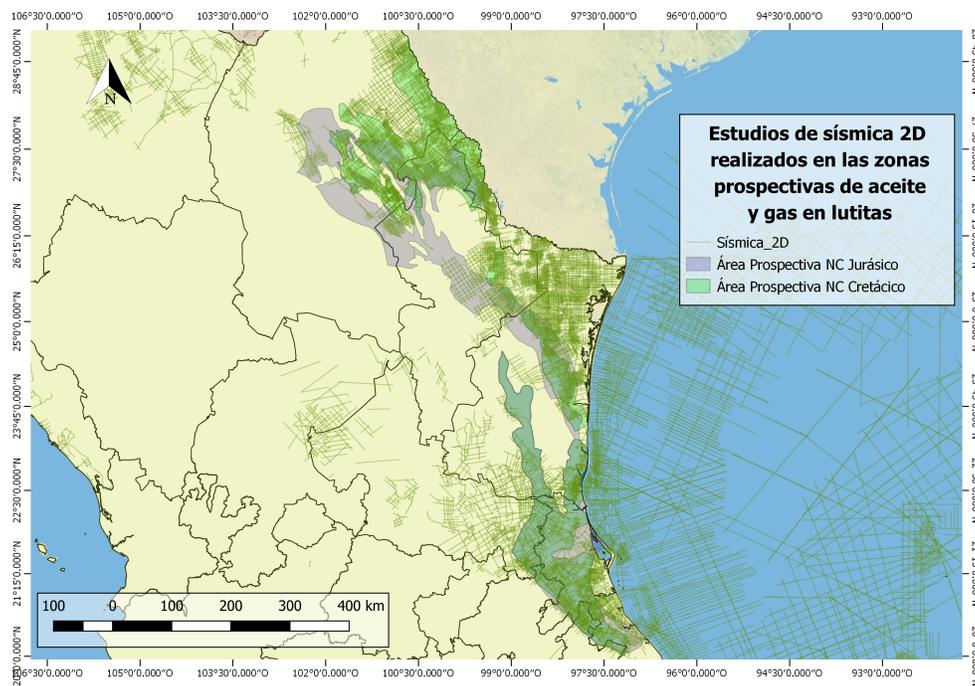


Figura 2.2: Estudios de sismica 2D realizados en las zonas prospectivas de aceite y gas en lutitas (elaboración propia con datos de CNIH)

Por lo que respecta a la información sísmica tridimensional, el proyecto cuenta con una cobertura variable, donde destacan la porción sur del área Tampico-Misantla y la porción occidental de la Cuenca de Veracruz como las zonas con una mayor continuidad en la adquisición de datos sísmicos 3D. Cabe mencionar que esta información fue adquirida con fines específicos para exploración y desarrollo de yacimientos convencionales, sin embargo, es posible usarla para estudiar las zonas prospectivas de aceite y gas en lutitas. La sismica 3D o un estudio sísmico 3D consiste en un conjunto de numerosas líneas sísmicas estrechamente espaciadas que proveen una medida alta, especialmente muestreada, de la reflectividad del subsuelo para la construcción de un modelo volumétrico del subsuelo con fines exploratorios. En especial, los datos sísmicos 3D proporcionan información detallada acerca de la distribución de las fallas y las estructuras del subsuelo. La interpretación basada en la computadora y la visualización de los datos sísmicos 3D hacen posible un análisis más exhaustivo que los datos sísmicos 2D.

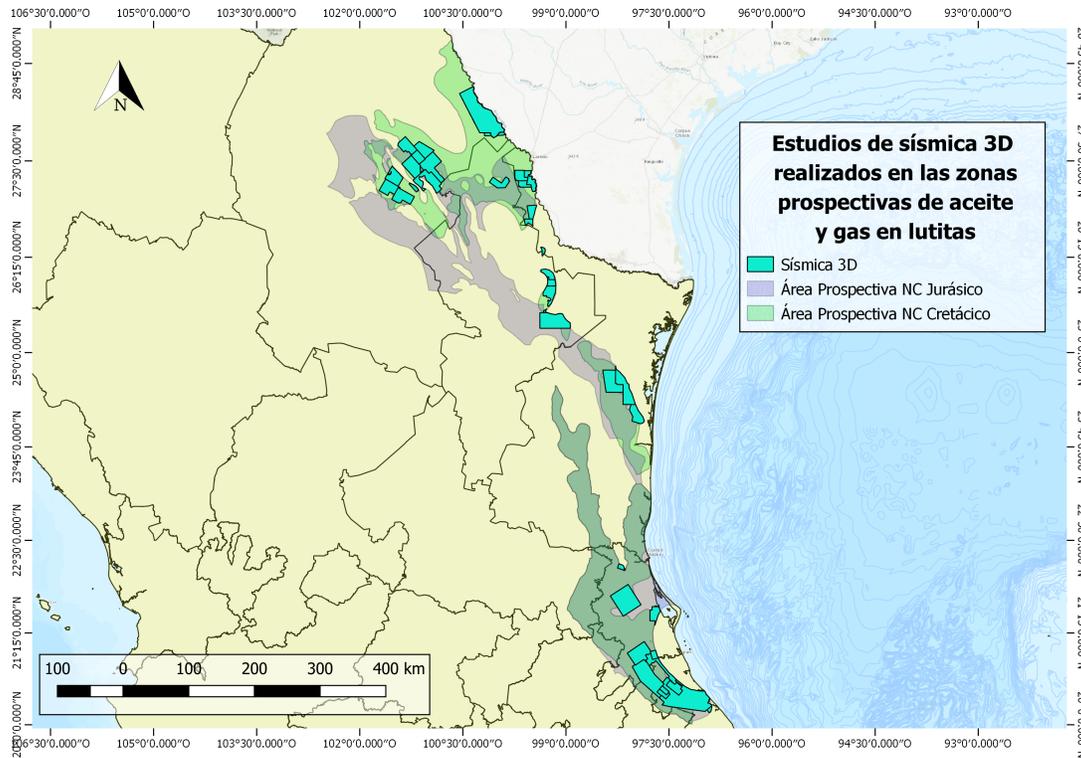


Figura 2.3: Estudios de sísmica 3D realizados en las zonas prospectivas de aceite y gas en lutitas (elaboración propia con datos de CNIH)

2.1 Cuencas geológicas

El conocimiento del marco geológico-geoquímico de las provincias petroleras de México ha permitido la identificación, delimitación y jerarquización de plays no convencionales de edad Jurásico Superior y Cretácico Superior en 4 provincias.

Para el mejor entendimiento de esta sección, se definirán algunos términos de utilidad:

- Play: Familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tienen en común, la misma roca almacén, roca sello, así como la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y carga³¹.
- Play no convencional: Los plays no convencionales, se definen como un sistema petrolero confinado en rocas de grano muy fino (arcillosas o calcáreas) orgánicamente ricas, de baja permeabilidad, que actúan a la vez como rocas generadoras, almacenadoras, trampa y sello, con características litológicas que favorecen los índices de fragilidad para inducir el fracturamiento³¹.
- Provincia petrolera: Es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se ha identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (Potencial Medio-Bajo)⁶².
- Cuenca sedimentaria: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común³⁰.
- Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares⁷⁴.

En la figura 2.4 se aprecia la distribución de plays no convencionales del Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas.

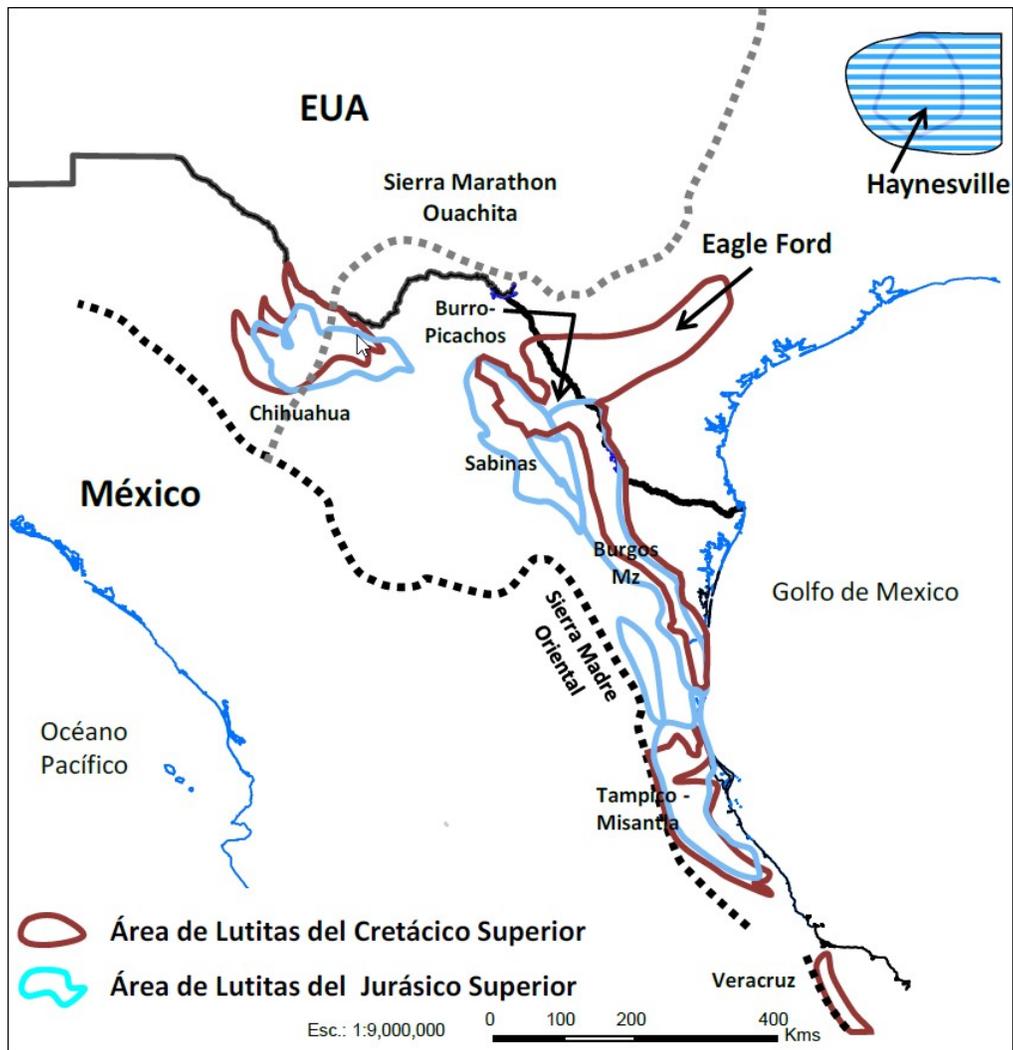


Figura 2.4: Distribución de plays no convencionales del Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas.⁶¹

2.2 Cuenca Tampico-Misantla

La extensión de la Cuenca Tampico-Misantla es de aproximadamente $50,000 \text{ km}^2$ y está limitada al sur por el Macizo de Santa Ana, al poniente por el frente plegado de la Sierra Madre Oriental, al oriente por la Cuenca del Golfo de México y al norte por el Arco de Tamaulipas.

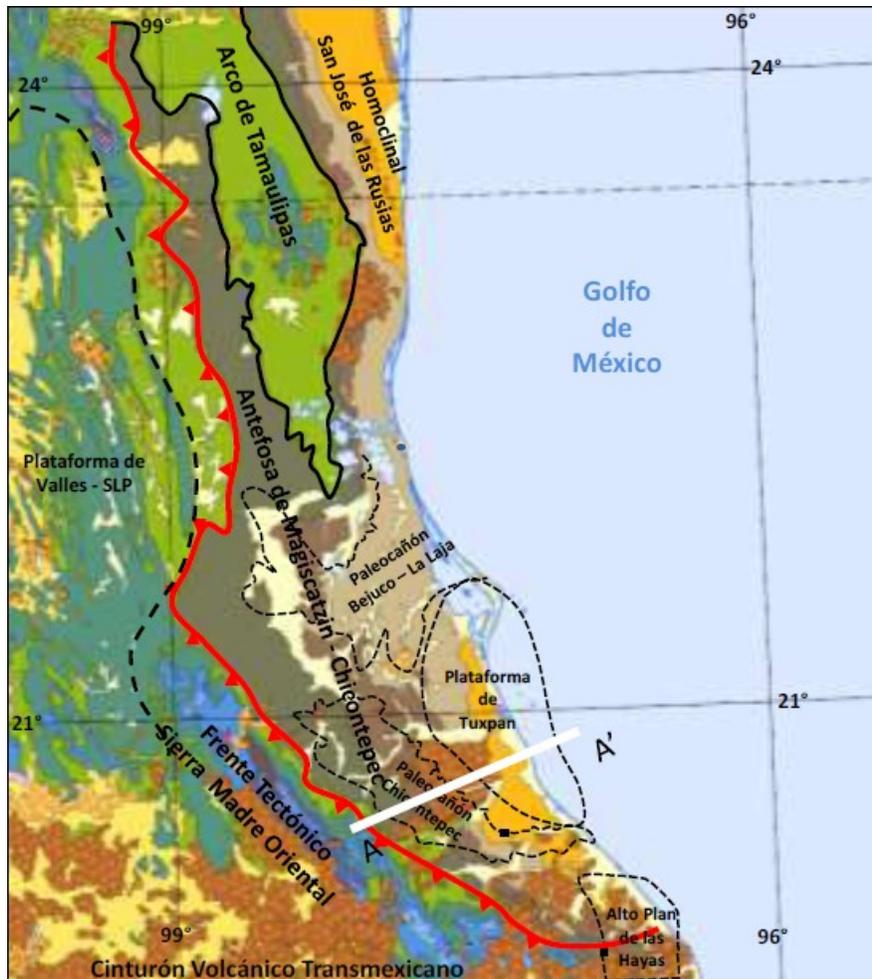


Figura 2.5: Mapa de ubicación geológica de la Cuenca Tampico-Misantla.⁶¹

A continuación se muestra la columna estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla. Los niveles estratigráficos que definen los plays de aceite y gas en lutitas en la Cuenca Tampico Misantla están representados por las formaciones Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano y Agua Nueva del Cretácico Superior Turoniano.

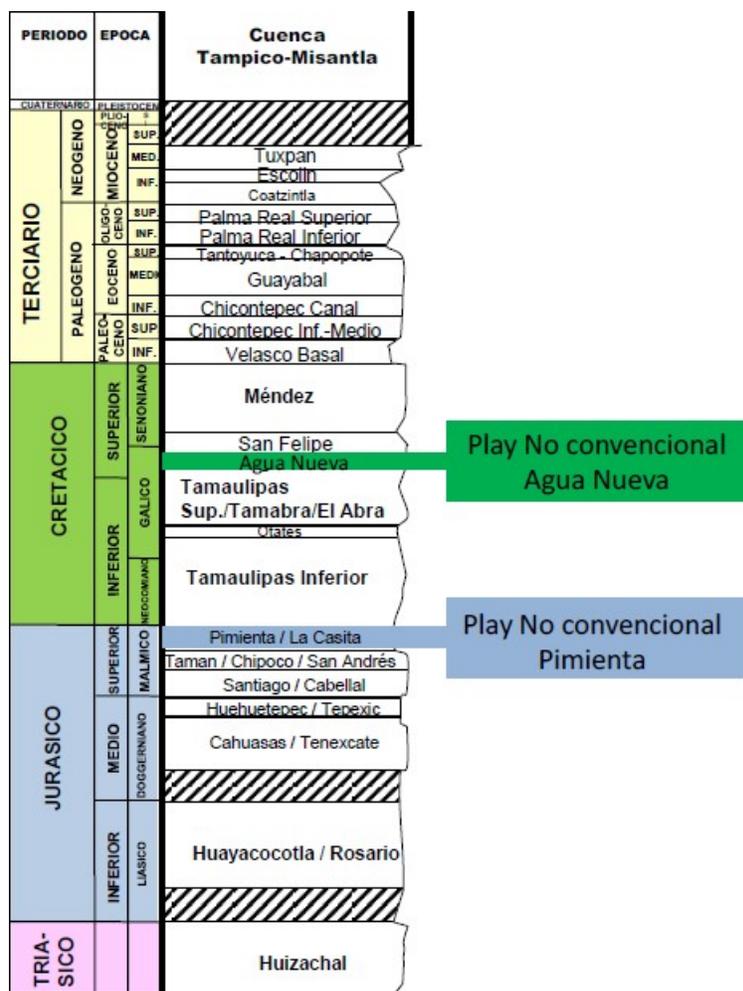


Figura 2.6: Columna estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla.⁶¹

2.2.1 Play Pimienta

El Jurásico Superior Tithoniano, representado en la Cuenca Tampico-Misantla por la formación Pimienta, es considerado como la roca generadora de hidrocarburos más importante de las cuencas mexicanas productoras de la margen occidental del Golfo de México, de ahí que su potencial como yacimiento de aceite en lutitas en esta cuenca es altamente importante, de acuerdo a los datos de riqueza orgánica basados en el parámetro de Carbono Orgánico Total (COT), su madurez térmica y a la calidad del kerógeno de origen sapropélico que contiene. El Jurásico Pimienta litológicamente está constituido por mudstone arcilloso de color oscuro, con algunas bandas y nódulos de pedernal negro y con intercalaciones de lutitas laminares del mismo color.

En el caso del play Jurásico Pimienta el producto final de las áreas delimitadas y jerarquizadas y sus criterios de jerarquización están basados en los valores de Carbono Orgánico Total, Temperatura máxima de pirólisis, espesor, profundidad y presencia comprobada de hidrocarburos se muestra en la figura 2.7

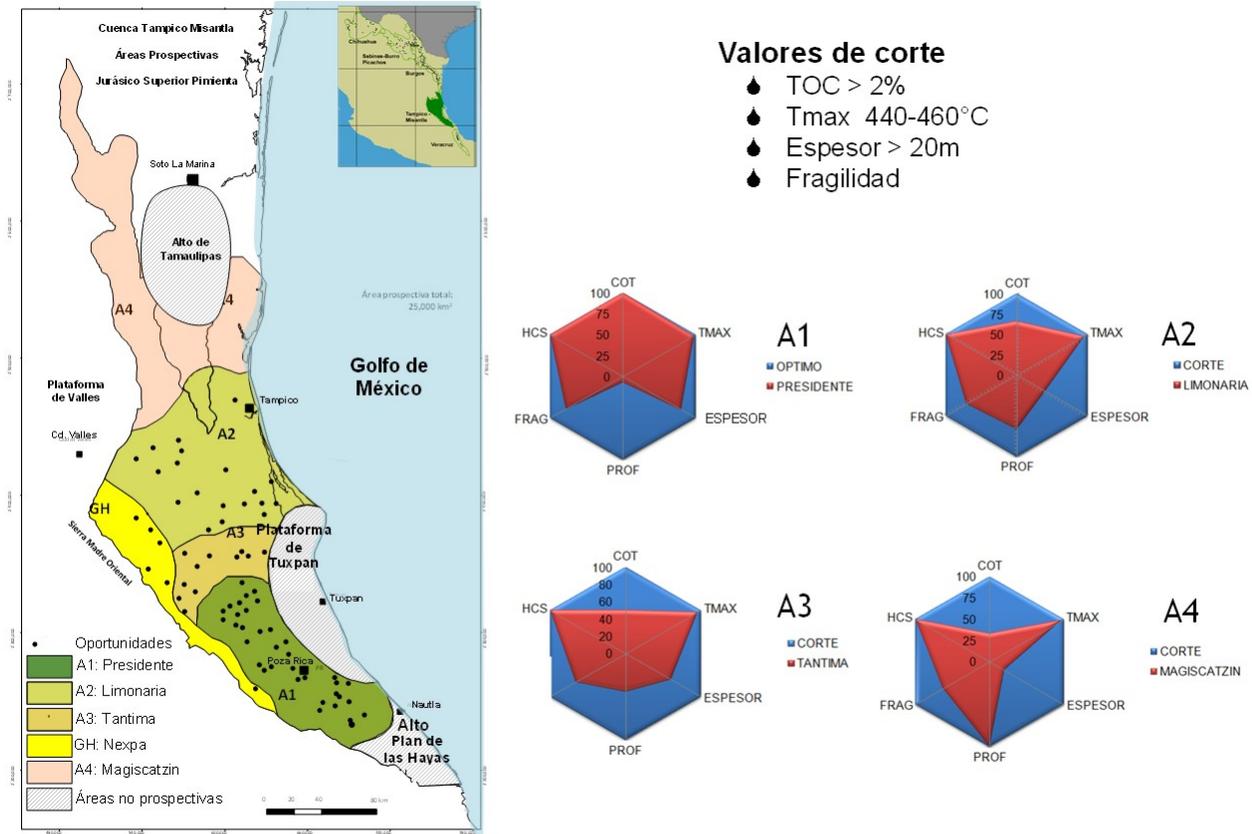


Figura 2.7: Distribución de áreas prioritarias del play Jurásico Pimienta y criterios de jerarquización.⁶⁰

2.2.2 Play Agua Nueva

El alto contenido orgánico presente en estas facies permite clasificar a este play como generador de aceite y gas, y por sus características de roca generadora-almacenadora tiene importantes antecedentes de producción convencional en fracturas naturales y un alto potencial como play de aceite y gas en lutitas.

Las características litológicas del play Agua Nueva corresponden a una secuencia de mudstone arcilloso de color gris oscuro a negro y café por su impregnación de aceite con alternancias de cuerpos de lutitas laminares y micro-laminares en capas de 20 a 40 centímetros de espesor.

En el caso del play Cretácico Superior Agua Nueva el producto final de las áreas delimitadas y jerarquizadas y sus criterios de jerarquización están basados en los valores de Carbono Orgánico Total, Temperatura máxima de pirólisis, espesor, profundidad y presencia comprobada de hidrocarburos se muestra en la figura 2.8

2. PERSPECTIVA ACTUAL DE MÉXICO DE SHALE GAS Y SHALE OIL.

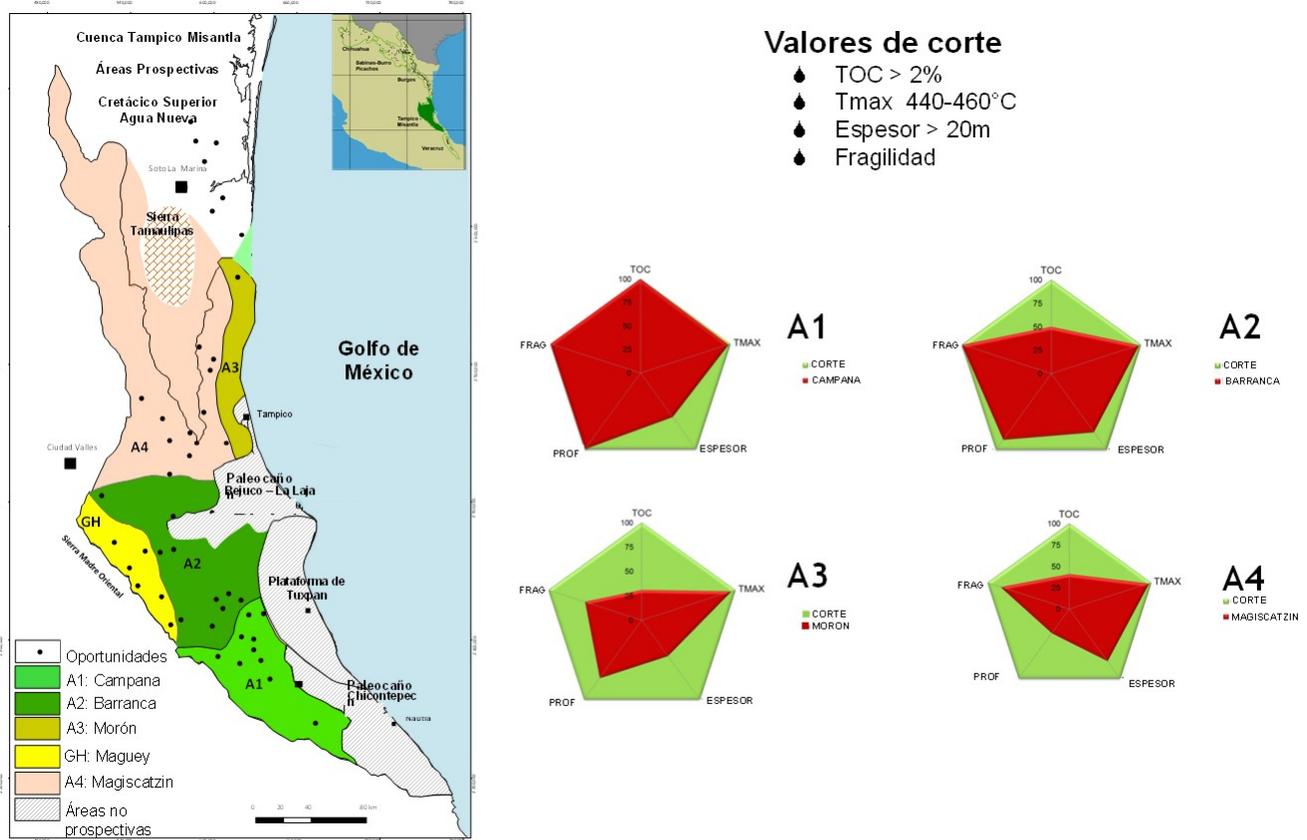


Figura 2.8: Distribución de áreas prioritarias del play Agua Nueva y criterios de jerarquización.⁶⁰

2.3 Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos es una importante productora de gas no asociado convencional y está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Se extiende al norte hacia EUA donde en conjunto con la cuenca productora de gas del sur de Texas conforman un mercado regional de gas. Geográficamente, cubre una superficie aproximada de 110,000 km².



Figura 2.9: Ubicación geográfica de la cuenca de Burgos.⁶⁰

A continuación se muestra la columna estratigráfica de la cuenca de Burgos. Los niveles estratigráficos que definen los plays de aceite y gas en lutitas en la Cuenca Tampico Misantla, están representados por las formaciones Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano y Agua Nueva del Cretácico Superior Turoniano.

PERIODO	EPOCA	Cuenca Burgos	
TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	
		Goliad	
	MIOCENO	Lagarto/Galveste	
		Anahuac	
	PALEOGENO	Frio	
		Vicksburg	
		Yegua, Cook Mountain, Weches, Redlaw, Queen	
		Wilcox	
		Midway	
CRETACICO	SUPERIOR	Mendez / Navarro Taylor	
		San Felipe / Austin	Play No convencional
	Agua Nueva / Eagle Ford	Agua Nueva / Eagle Ford	
	Tamaulipas Sup./ Aurora		
	Tamaulipas Inferior		
JURASICO	SUPERIOR	Pimienta / La Casita	Play No convencional
		Olvido	Pimienta / La Casita
	Zuloaga		
	Minas Viejas / Metata		
INFERIOR	Lechos Rojos		
	Huizachal		

Figura 2.10: Columna estratigráfica de la cuenca de Burgos.⁶⁰

2.3.1 Play Pimienta

El Jurásico Superior Tithoniano Pimienta litológicamente está constituido por mudstone arcilloso de color oscuro con intercalaciones de lutitas laminares carbonosas.

El depósito tiene una gran extensión, abarcando el corredor sur de la Cuenca de Burgos hasta los límites con la Cuenca de Sabinas donde cambia de facies a la formación La Casita de ambientes marinos someros.

En la figura 2.11 se aprecia la distribución del depósito del Jurásico Superior Tithoniano, abarcando el corredor sur de la Cuenca de Burgos hasta los límites con la Cuenca de Sabinas donde cambia de facies a la formación La Casita de ambientes marinos someros.

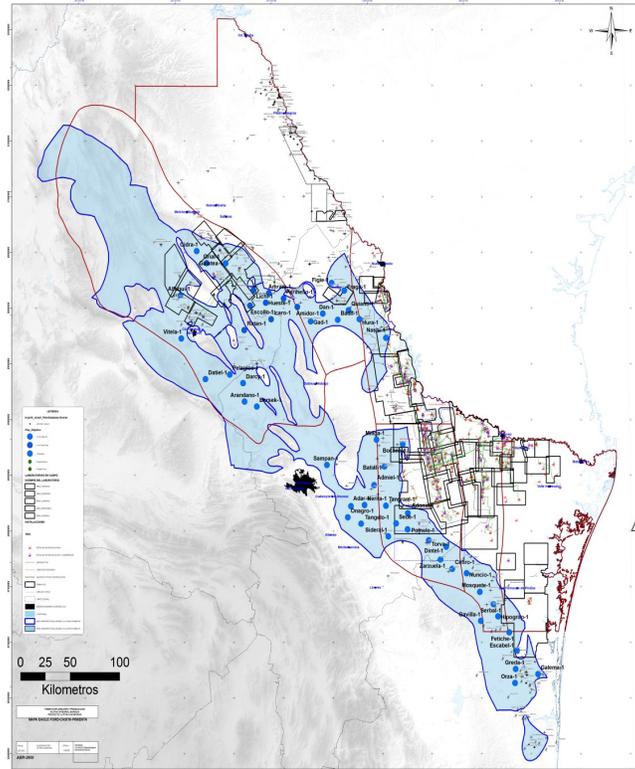


Figura 2.11: Distribución del play Jurásico Superior Tithoniano en la cuenca de Burgos (azul).⁶⁰

2.3.2 Play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford-Agua Nueva

En la franja mesozoica de la Cuenca de Burgos se da la transición de las formaciones Eagle Ford a Agua Nueva. Las facies hacia Agua Nueva son de mayor profundidad y el contenido arcilloso y carbonoso se incrementa. Está representado por lutitas y calizas arcillosas depositadas en un ambiente de plataforma externa y cuenca con espesores netos de 50 a 300 m.

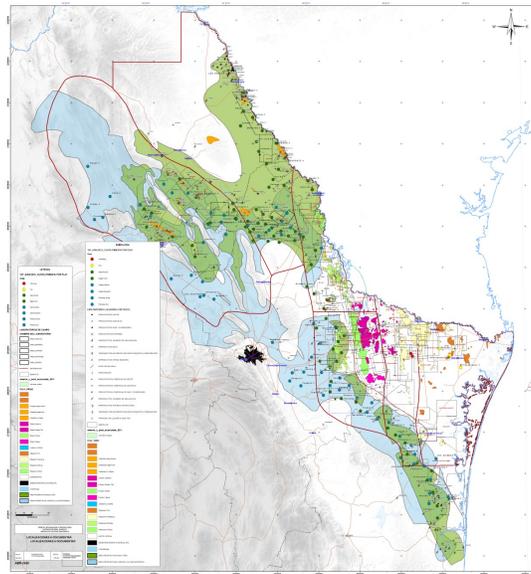


Figura 2.12: Distribución del play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford - Agua Nueva en la franja mesozoica de la Cuenca de Burgos (verde).⁶⁰

2.4 Cuencas de Sabinas y Burro-Picachos

Sabinas y Burro-Picachos son dos provincias que se ubican en el noreste de México y abarca partes de los estados de Coahuila y Nuevo León. Limita al sur con las Provincias Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Parras - La Popa y Plataforma de Coahuila, al occidente con Chihuahua, al oriente y norte con los EUA.

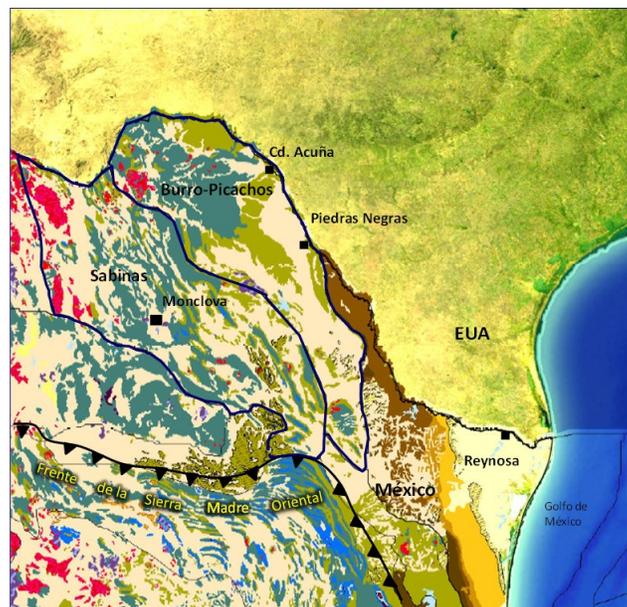


Figura 2.13: Mapa de ubicación geográfica de las cuencas Sabinas y Burro-Picacho⁶⁰

Los resultados del modelado geológico-geoquímico indican que las formaciones La Casita del Tithoniano y Eagle Ford del Turoniano, son los principales subsistemas generadores que funcionan como plays no convencionales de aceite y gas en lutitas. En la figura 2.14 se muestra la columna estratigráfica de las cuencas Sabinas y Burro-Picachos.

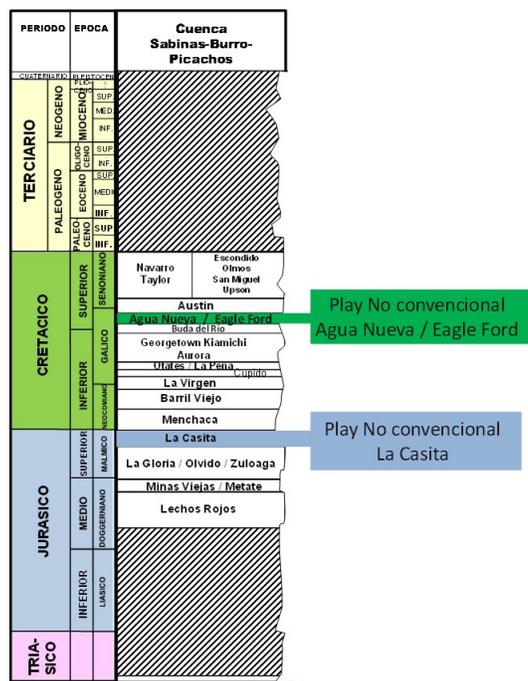


Figura 2.14: Columna estratigráfica de las cuencas Sabinas y Burro-Picachos⁶⁰

2.4.1 Play Jurásico Superior Tithoniano La Casita

El play La Casita de edad Tithoniano, se distribuye regionalmente a lo largo y ancho de estas cuencas y en la columna sedimentaria alcanzan profundidades del orden de 4,000-8,600 m. Su consistencia litológica corresponde a sedimentos arcillo calcáreos depositados en ambientes de mares someros de plataforma. El depósito de esta unidad se emplazó en los alrededores de los altos de Tamaulipas y Coahuila y su distribución se profundiza hacia el suroccidente, donde cambia de facies a la formación Pimienta, figura 2.15.

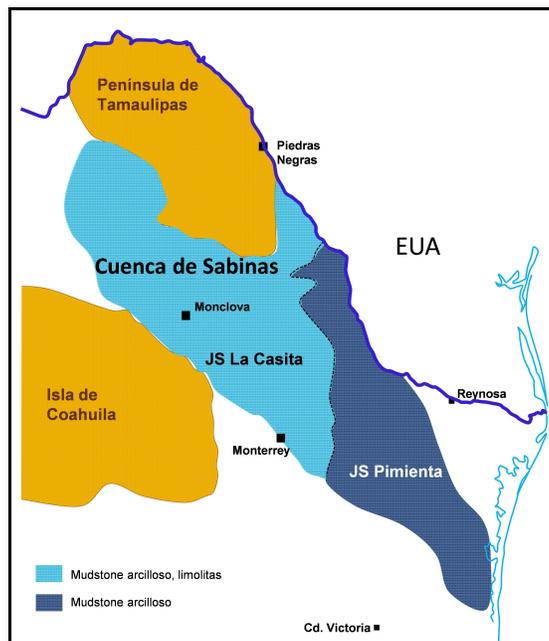


Figura 2.15: Elementos paleogeográficos de las Cuencas de Sabinas y Burro-Picachos con la distribución del depósito de carbonatos en el Jurásico Superior Tithoniano.⁶⁰

Una de las principales características del play La Casita es su alto contenido de Carbono Orgánico Total, que en promedio es de 4% (4 gr/kg de roca). Las mayores concentraciones de Carbono Orgánico Total se dan hacia la parte central de la Cuenca de Sabinas, aunque en general valores por encima de 2% de COT son suficientes para un alto potencial generador, de tal forma que la prospectividad de este play es amplia en la zona de Sabinas y Burro-Picachos.

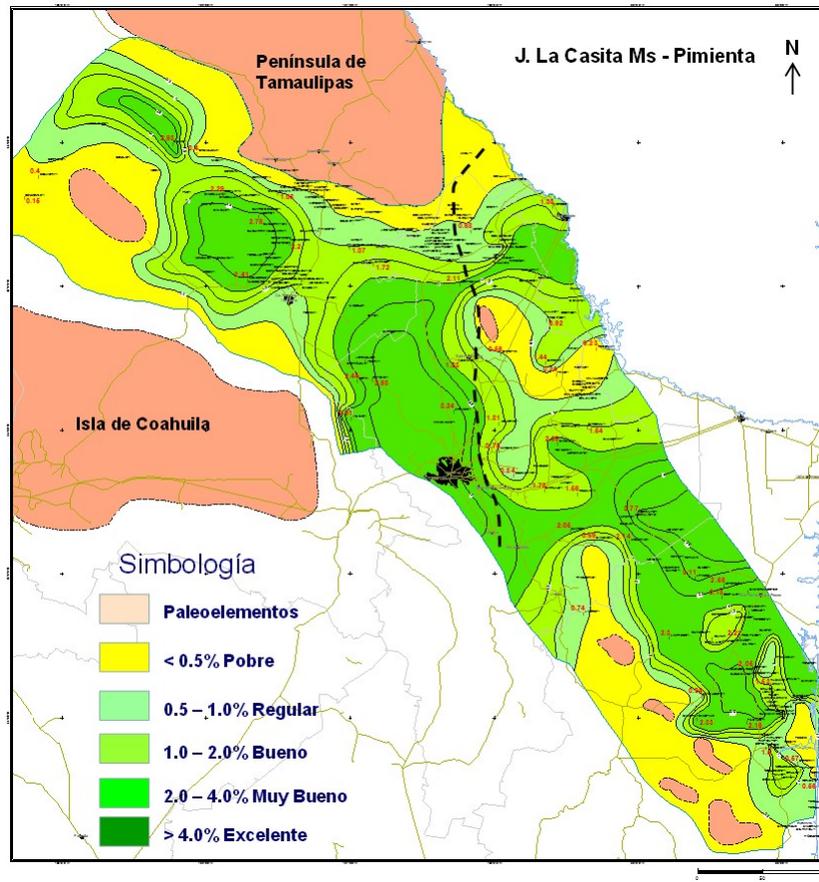


Figura 2.16: Distribución de Carbono Orgánico Total en el área de Sabinas-Burro-Picachos.⁶⁰

2.4.2 Play Cretácico Superior Turoniano Eagle Ford

Está representado por lutitas y calizas arcillosas depositadas de la formación Eagle Ford del Turoniano en un ambiente de plataforma externa con espesores netos de 28 a 300 m y valores de COT que van de regular (0.6 %) hasta excelente (5.0 %). La importancia del play Eagle Ford en el área es que es un play probado y en pleno desarrollo masivo en el sur de Texas, la continuidad hacia México de este play está comprobada con la perforación de los pozos fronterizos Emergente-1 y Habano-1. El play tiene variaciones litológicas conforme se extiende hacia el sur, sin embargo conserva siempre su condición arcillo-carbonosa.

2.5 Cuenca de Veracruz

La Cuenca de Veracruz está compuesta por dos elementos tectónicos regionales: el Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica (CPCZ) al occidente y la Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV) al oriente.

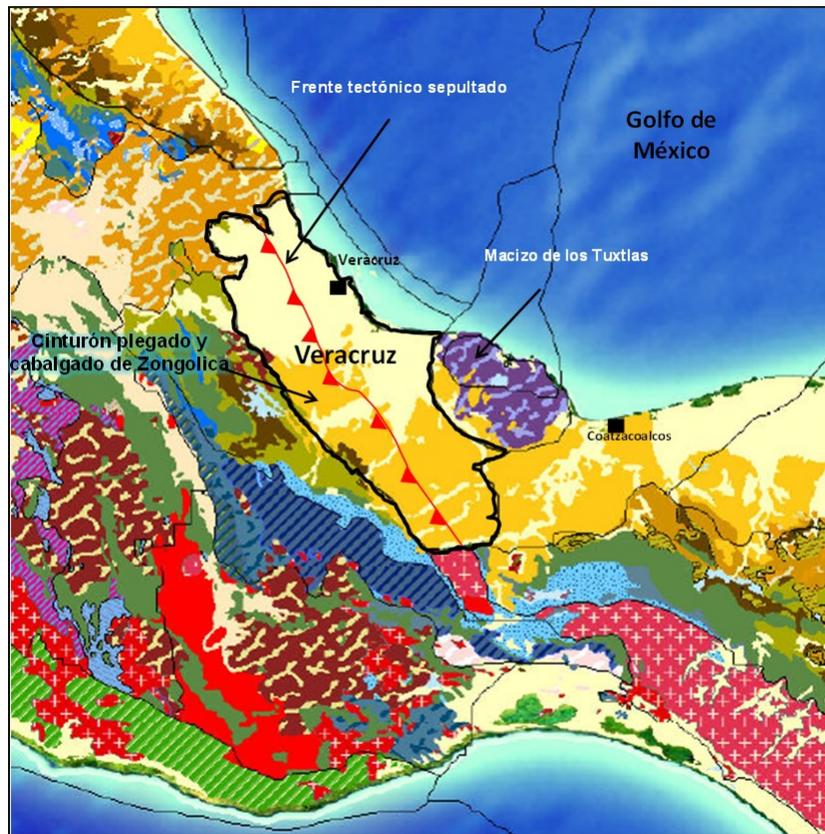


Figura 2.17: Mapa geográfico de la cuenca de Veracruz⁶⁰

El play no convencional Cretácico Superior Turoniano es la formación Maltrata, que presenta una riqueza orgánica que varía de regular a buena pero su baja madurez indica que los hidrocarburos generados corresponderían a un aceite pesado.

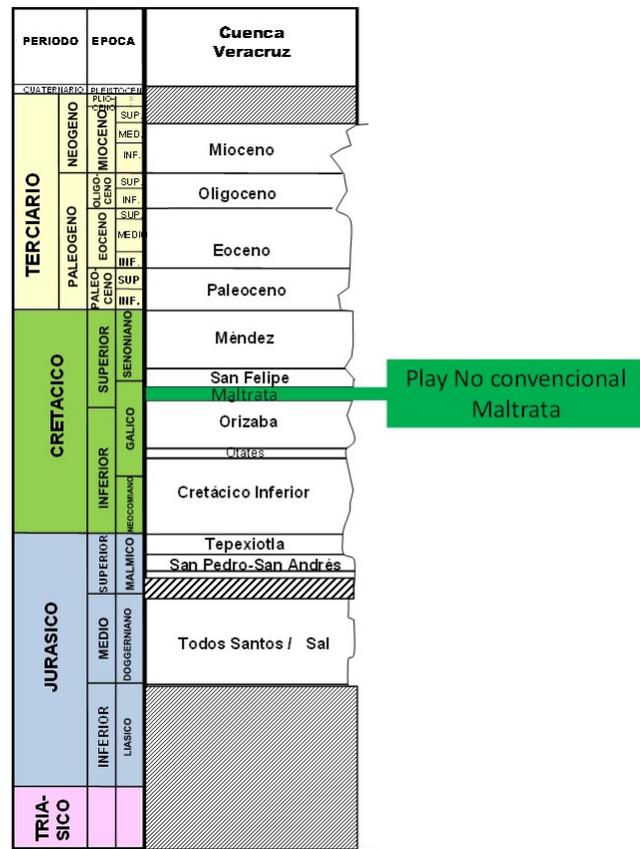


Figura 2.18: Columna estratigráfica de la cuenca de Veracruz⁶⁰

2.5.1 Play Cretácico Superior Turoniano Maltrata

El play no convencional en la Cuenca de Veracruz es el Cretácico Superior Turoniano de la formación Maltrata. El Cretácico Superior Turoniano Maltrata, está conformado por mudstone y wackestone arcillosos laminados con foraminíferos planctónicos depositados en condiciones anóxicas y cuyos espesores varían entre 50 y 150 m. El play Maltrata se emplaza en el Frente Tectónico Sepultado, que es un sistema de apilamiento tectónico donde predominan estructuras anticlinales de flexión de falla. El sistema responde a la rigidez de las rocas de plataforma del Cretácico Medio (formación Orizaba) en combinación con la ductilidad de los paquetes del Cretácico Superior, con despegues profundos desarrollados en las rocas arcillosas del Jurásico.

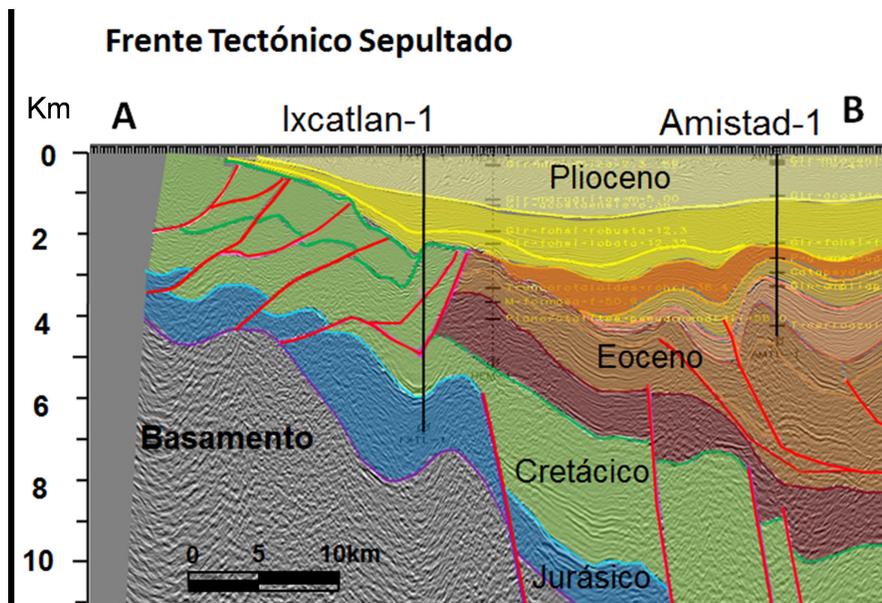


Figura 2.19: Frente Tectónico Sepultado⁶⁰

La complejidad del área produce un efecto en la posición alcanzable del play restringida una franja donde una serie de pozos han detectado indicios de aceite. A pesar de lo estrecho de la franja del play Maltrata, este se extiende por más de 120 km a lo largo del Frente Tectónico Sepultado.

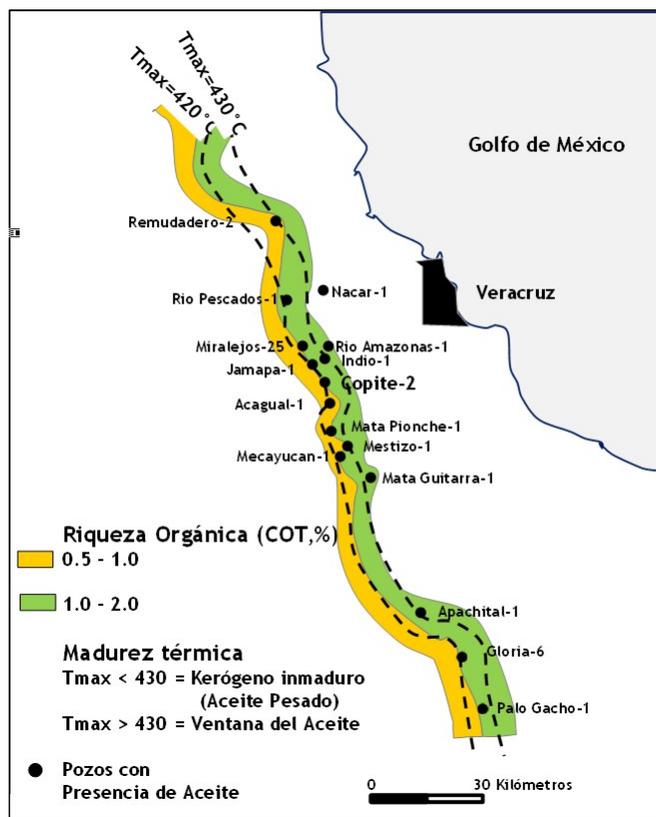


Figura 2.20: Distribución del play Maltrata en la Cuenca de Veracruz con la ubicación de pozos que han manifestado aceite.⁶⁰

2.6 Cuenca de Chihuahua

Se localiza en la porción norte-central de la República Mexicana, ocupa la mayor parte del Estado de Chihuahua y porciones menores de los estados de Durango y Sonora.

Esta cuenca fue explorada con objetivos de plays convencionales entre los años 1940 y 1990 a través de estudios de geología superficial, métodos potenciales, sísmica 2D, y estudios de paleosedimentación perforándose 31 pozos a lo largo del mencionado lapso de tiempo. Todas las perforaciones tuvieron carácter de evaluación estratigráfica y pozos paramétricos que en su mayoría detectaron presencia de aceite y gas a nivel Cretácico, Jurásico y Paleozoico.

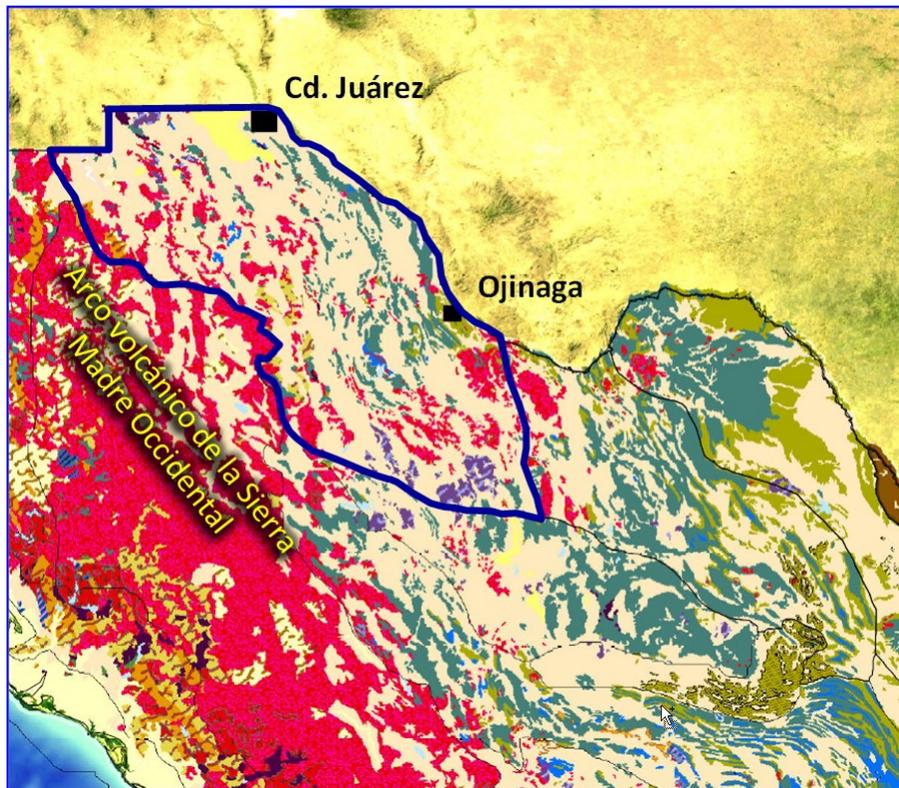


Figura 2.21: Ubicación geográfica de la Cuenca de Chihuahua.⁶⁰

A continuación se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca de Chihuahua:

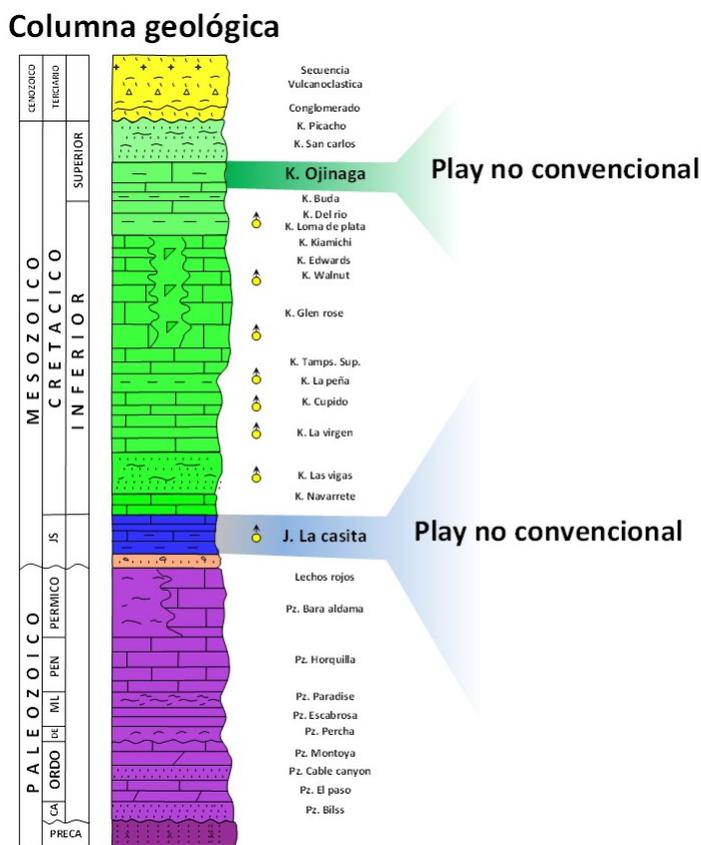


Figura 2.22: Columna estratigráfica de la Cuenca de Chihuahua.⁶⁰

2.6.1 Play Jurásico Superior Tithoniano La Casita

El play Jurásico Superior Tithoniano La Casita, se encuentra distribuido en toda la cuenca, con buenos valores de COT y con evidencia de kerógeno tipo III.

El Jurásico está representado por sedimentos clásticos marinos de plataforma y cuenca separados por evaporitas, con un potente desarrollo de 1,000 metros de lutitas orgánicas del Tithoniano similares a la formación La Casita, que tiene características de ser roca generadora.

2.6.2 Play Cretácico Superior Turoniano Ojinaga

El play Cretácico Superior Turoniano (Fm. Ojinaga) está constituido por un paquete grueso de clásticos que presenta en su base un desarrollo arcillo calcáreo orgánico del Cenomaniano-Turoniano del orden de 400 metros de espesor.

El pozo Durango No. 1, cortó rocas del Cretácico Medio, en donde se tuvieron manifestaciones de hidrocarburos (asfalto, aceite y gas), e inclusive flujo de gas y condensado sin presión de yacimiento, durante la prueba de producción efectuada en areniscas de la formación Ojinaga del Cretácico Superior.

Los estudios geoquímicos de rocas del Cretácico Superior Ojinaga, indicaron que se encuentran en la ventana de aceite, zona geotérmica para la generación y conservación de petróleo líquido, además de las manifestaciones de gas y aceite ligero registrado en pozos del área.

Estas unidades estratigráficas son equivalentes a los plays no-convencionales productores de aceite y gas de las formaciones Haynesville y Eagle Ford del Sur de EUA.

2.7 Datos de las cuencas con potencial de gas o aceite en lutitas

La información obtenida de los pozos cercanos, así como de los pozos perforados dentro del proyecto, permite la identificación y correlación de unidades litoestratigráficas y cronoestratigráficas así como la inferencia de la

Tabla 2.2: Principales características de los plays identificados

Nombre del play	Riqueza Orgánica (%COT)	Madurez Térmica (Tmax)	Tipo de Kerógeno	Espesor (m)
Jurásico Superior Tithoniano	0.5 - 8	> 440	I, II	50 - 400
Cretácico Superior Turoniano	0.5 - 4	> 430	II, III	50 - 300

continuidad lateral y la confirmación de las facies sedimentarias con potencial de hidrocarburos.

La figura 2.23 muestra la columna estratigráfica, los plays de aceite y gas en lutitas identificados con potencial de hidrocarburos en lutitas.

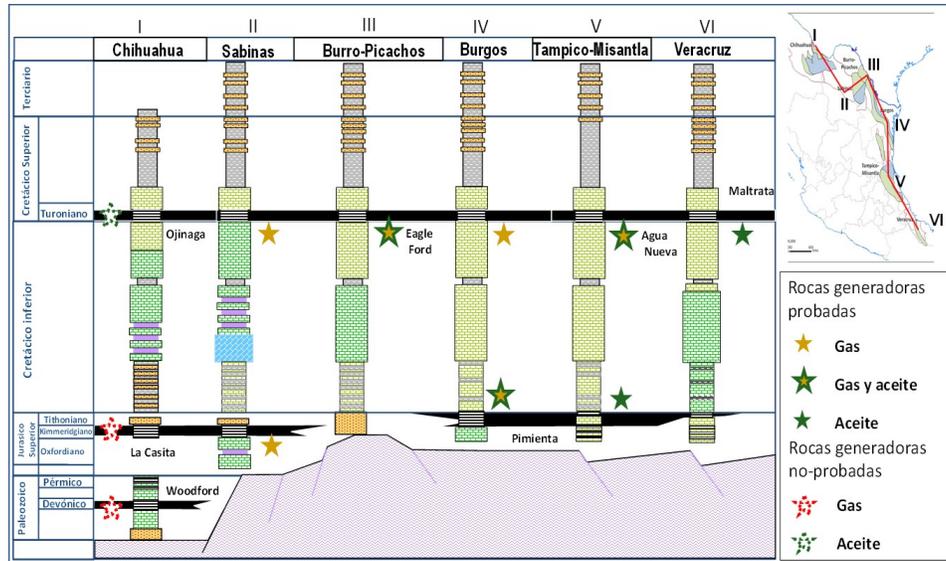


Figura 2.23: Correlación estratigráfica de los plays no convencionales del Cretácico Superior Turoniano y Jurásico Superior Tithoniano para Aceite y Gas en Lutitas⁶⁰

De acuerdo a los estudios efectuados a la fecha, los plays descritos considerados como los de mayor importancia son el Jurásico Superior en sus unidades La Casita y Pimienta y el play Cretácico Superior Turoniano cuyas variantes entre cuencas la hacen denominarse Agua Nueva en Tampico-Misantla y Burgos, Eagle Ford en Sabinas y Burro Picachos, Maltrata en Veracruz y Ojinaga en Chihuahua.

2.8 Pozos de alto ángulo para yacimientos no convencionales perforados en México.

En el siguiente mapa se ilustran algunos de los pozos de gas y aceite en lutitas que se han perforado en México, cuyos objetivos son el de evaluar el concepto de play, potencial y productividad de aceite y gas.

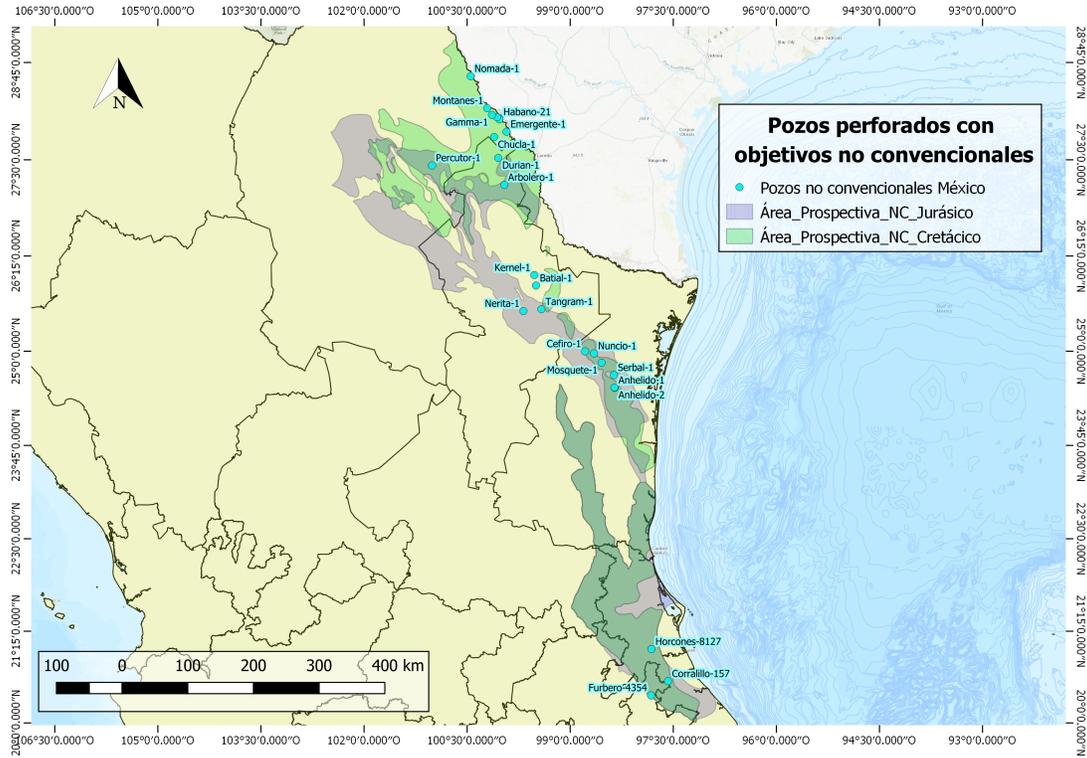


Figura 2.24: Mapa con la localización de algunos pozos de aceite y gas en lutitas (elaboración propia con datos de CNIH).

Cuenca	Pozo	Profundidad (m) Desarrollada	Objetivo	Año (Inicio de perforación)	Estatus
Burgos	Emergente 1	4071	K. Eagle Ford	2010	Productor
Burgos	Montañés 1	3200	K. Eagle Ford	2011	Abandonado/no comercial
Burgos	Nómada 1	2850	K. Eagle Ford	2011	Abandonado/no comercial
Sabinas	Percutor 1	3436	K. Eagle Ford	2011	Productor
Burgos	Habano 1	3770	K. Eagle Ford	2011	Productor
Burgos	Habano 2	3520	K. Eagle Ford	2013	Productor
Burgos	Habano 21	3725	K. Eagle Ford	2012	Productor
Burgos	Habano 71	3682	K. Eagle Ford	2012	Productor
Burgos	Arbolero 1	4007	J. Pimienta	2012	Descubridor no productor
Burgos	Anhérido 1	3945	J. Pimienta	2012	Productor
Burgos	Anhérido 2	4500	J. Pimienta	2013	Productor
Burgos	Chucula 1	3705	K. Eagle Ford	2013	Abandonado/no comercial
Burgos	Durián 1	4250	K. Eagle Ford	2013	Abandonado/no comercial
Burgos	Nuncio 1	4900	J. Pimienta	2012	Descubridor no productor
Picacho	Tangram 1	4426	J. Pimienta	2013	Descubridor no productor
Burgos	Kernel 1	4404	J. Pimienta	2013	Descubridor no productor
Burgos	Serbal 1	4750	J. Pimienta	2013	Abandonado/no comercial
Sabinas	Nerita 1	4100	J. Pimienta	2013	Abandonado/no comercial
Burgos	Batial 1	4199	J. Pimienta	2013	Abandonado/no comercial
Burgos	Mosquete 1	4156	J. Pimienta	2013	Abandonado/no comercial
Burgos	Céfiro 1	4598	J. Pimienta	2013	Descubridor no productor
Tampico-Misantla	Horcones 8127	4360	J. Pimienta	2014	Productor
Tampico-Misantla	Corralillo 157	4787	J. Pimienta	2014	Productor
Tampico-Misantla	Furbero 4354	4150	J. Pimienta	2014	Productor
Burgos	Gamma 1	3793	K. Eagle Ford	2012	Abandonado/no comercial

Tabla 2.3: Pozos perforados para probar el concepto del play, evaluar el potencial y productividad de aceite y gas en las lutitas (elaboración propia con datos de CNIH)

	Productor en Eagle Ford
	No comercial o produjo y se abandonó
	Productor en Pimienta

Con información de la base de datos de medición de la CNH, se pudo obtener la producción histórica de los pozos de la tabla 2.8. A continuación se muestran las gráficas de producción de estos pozos por cuenca y objetivo:

2.8.0.1 Burgos en Eagle Ford

Los pozos Emergente-1, Habano-1, Habano-2, Habano-21 y Habano-71 pertenecen a esta categoría, a continuación se muestra la producción de cada uno de ellos:

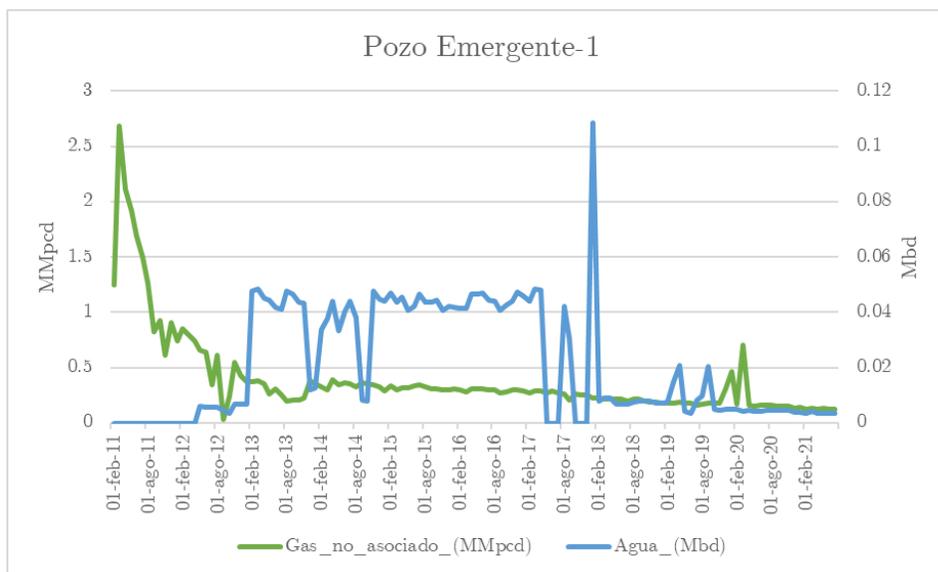


Figura 2.25: Producción histórica del pozo Emergente-1 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Emergente-1 reporta producción al presente, lo cual implica que lleva prácticamente 10 años en producción y también reporta pequeñas cantidades de agua. Ha acumulado 1491.51 MMpc en este tiempo y 79.1 barriles de agua.

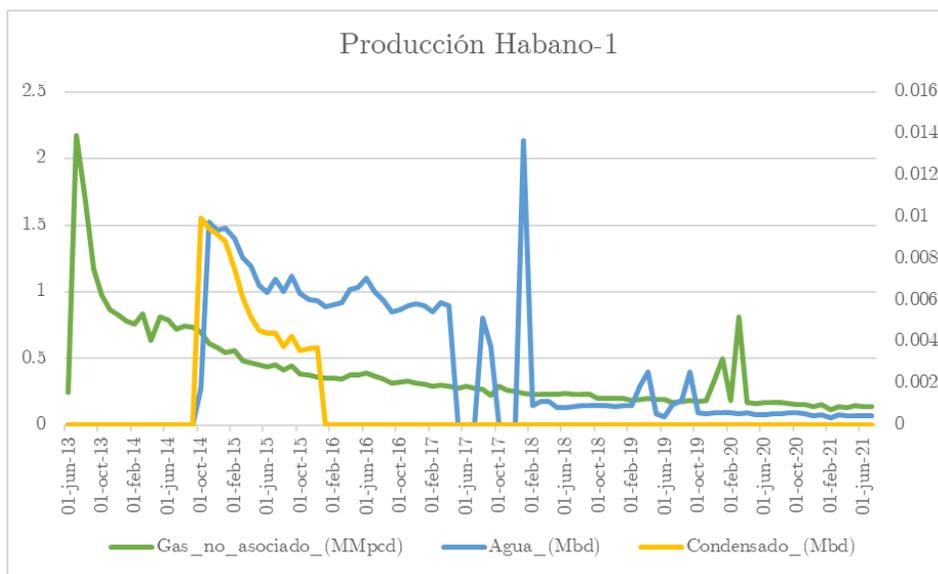


Figura 2.26: Producción histórica del pozo Habano-1 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Habano-1 reporta producción al presente, lo cual implica que lleva prácticamente 9 años en producción desde su primer reporte y también reporta pequeñas cantidades de agua. Ha acumulado 1177.51 MMpc en este tiempo, 7.89 Mbbls de condensado y 2.699 barriles de agua.

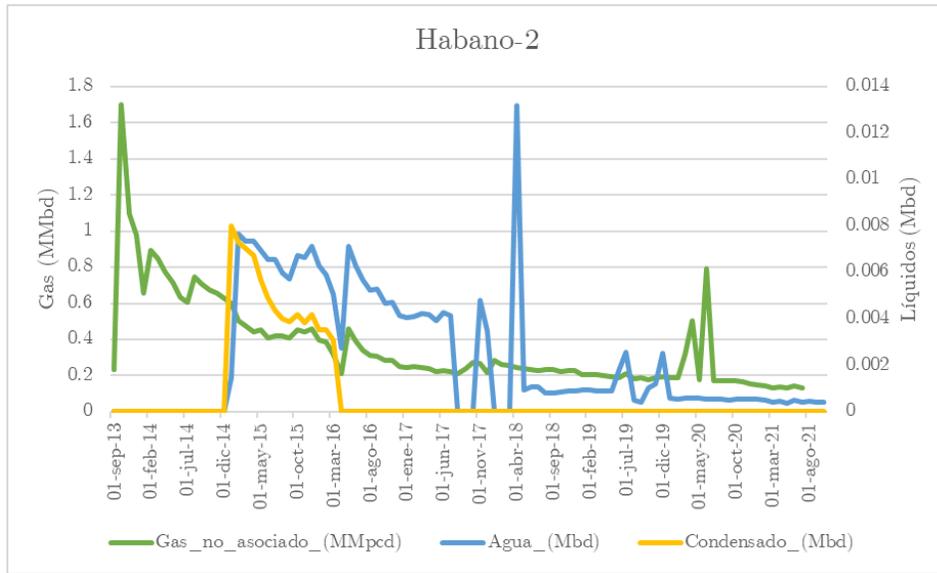


Figura 2.27: Producción histórica del pozo Habano-2 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Habano-2 reporta producción al presente, lo cual implica que lleva prácticamente 9 años en producción desde su primer reporte y también reporta pequeñas cantidades de agua. Ha acumulado 1053.16 MMpc en este tiempo, 6.76 Mbbls de condensado y 2.259 barriles de agua.

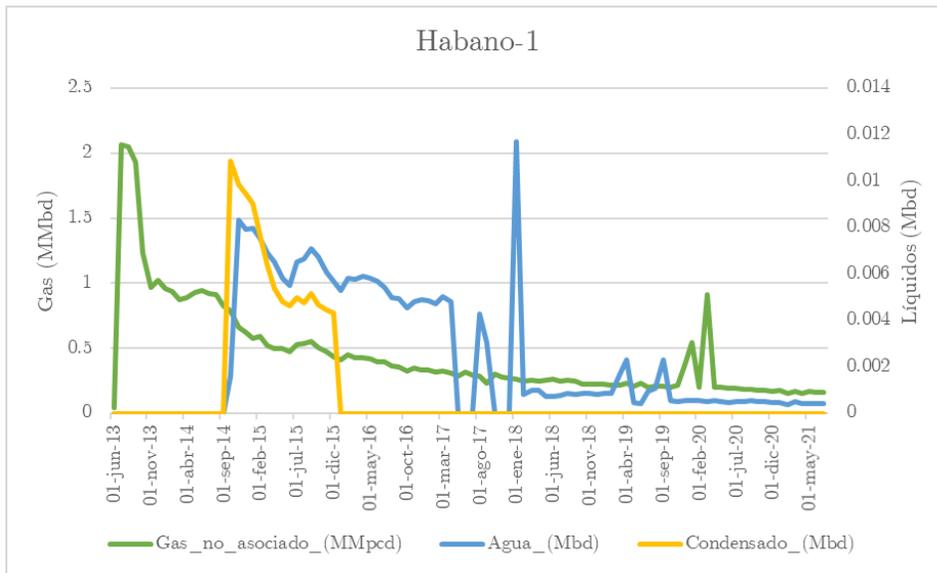


Figura 2.28: Producción histórica del pozo Habano-21 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Habano-21 reporta producción al presente, lo cual implica que lleva prácticamente 9 años en producción desde su primer reporte y también reporta pequeñas cantidades de agua. Ha acumulado 1,343.36 MMpc en este tiempo, 6.99 Mbbls de condensado y 2.93 barriles de agua.

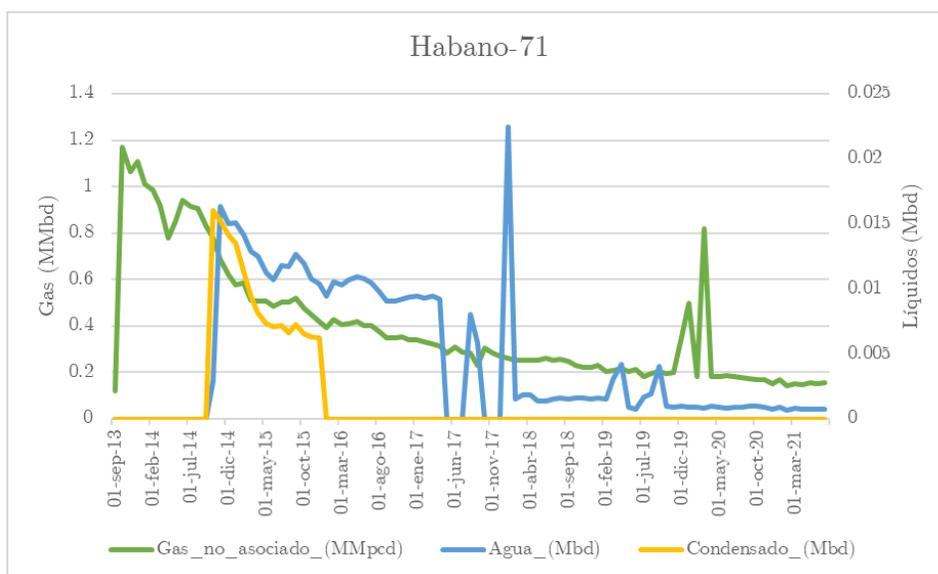


Figura 2.29: Producción histórica del pozo Habano-71 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Habano-71 reporta producción al presente, lo cual implica que lleva prácticamente 9 años en producción desde su primer reporte y también reporta pequeñas cantidades de agua. Ha acumulado 1,144.66 MMpc en este tiempo, 13.07 Mbbbls de condensado y 4.33 barriles de agua.

2.8.0.2 Burgos en J. Pimienta

Los pozos Anhélido-1 y Anhélido-2 fueron los únicos pozos en esta categoría a continuación se muestra la producción de los pozos:

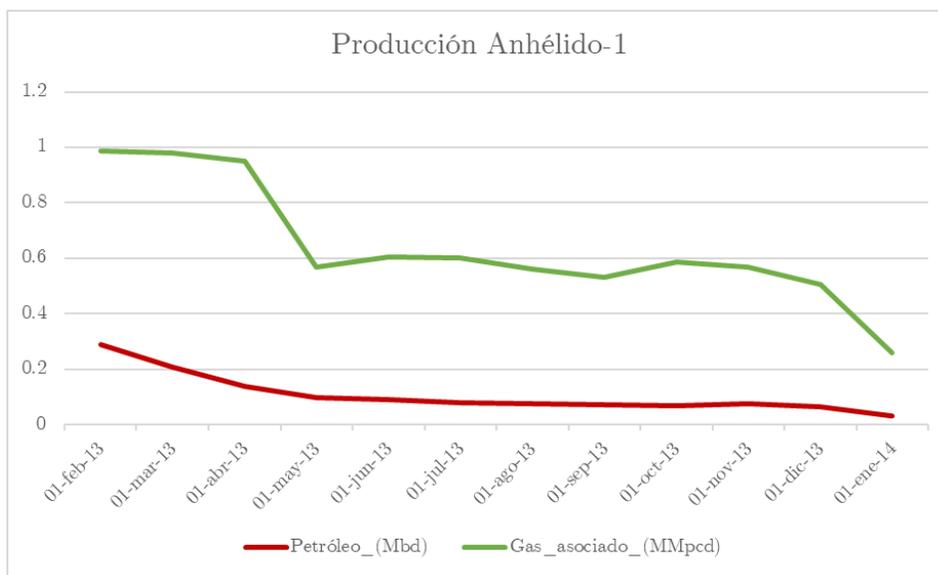


Figura 2.30: Producción histórica del pozo Anhélido-1 (elaboración propia con datos de CNIH)

Como se puede ver en la figura anterior, el pozo reportó producción durante 11 meses, en los que se abatió el pozo rápidamente pasando de una producción de 287 barriles diarios a 30 barriles diarios en este periodo, con un volumen de gas asociado de 0.988 MMpcd al inicio a 0.258 MMpcd al cierre, lo que implica una declinación rápida. Es de notarse que los pozos Habano-1,2,21 y 71 siguen operando con gastos de gas más bajos.

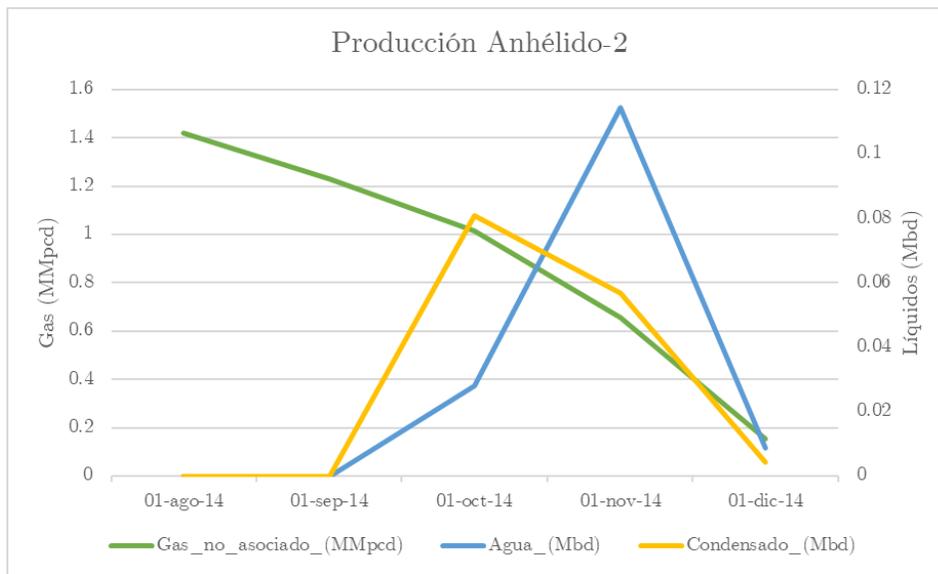


Figura 2.31: Producción histórica del pozo Anhérido-2 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Anhérido-2 produjo durante 4 meses, declinando rápidamente su producción de 1.42 MMpcd a 0.15 MMpcd, y cabe destacar que aunque su objetivo fue el J. Pimienta, no se reportó la producción de petróleo.

2.8.0.3 Sabinas en Eagle Ford

El pozo Percutor-1 es el único pozo en esta categoría, a continuación se muestra la producción del pozo:

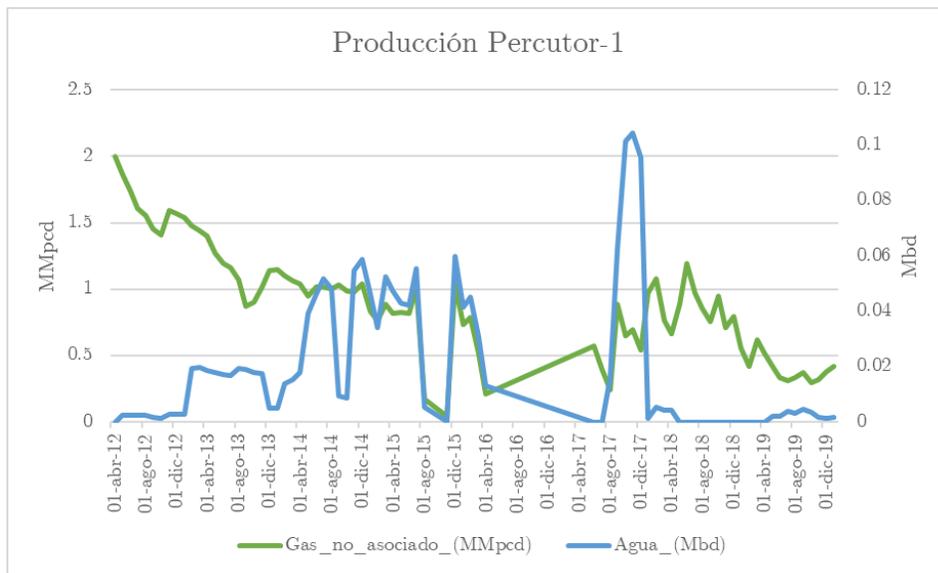


Figura 2.32: Producción histórica del pozo Percutor (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Percutor-1 reporta producción al 1 de enero de 2020, lo cual implica que produjo aproximadamente 7.7 años desde su primer reporte y también reporta pequeñas cantidades de agua. Ha acumulado 2,161.69 MMpc en este tiempo y 46.10 barriles de agua. A la última fecha de producción reportó 0.42 MMpcd, y cabe mencionar que los pozos Habano tienen tasas de producción menores y siguen en operación, y a pesar de que el agua mostró un incremento al final, no es de importancia en comparación de otros periodos, como el final de 2017.

2.8.0.4 Tampico Misantla en J. Pimienta

Los pozos Horcones-8127, Corralillo-157 y Furbero-4354 fueron los únicos pozos en esta categoría a continuación se muestra la producción de los pozos:

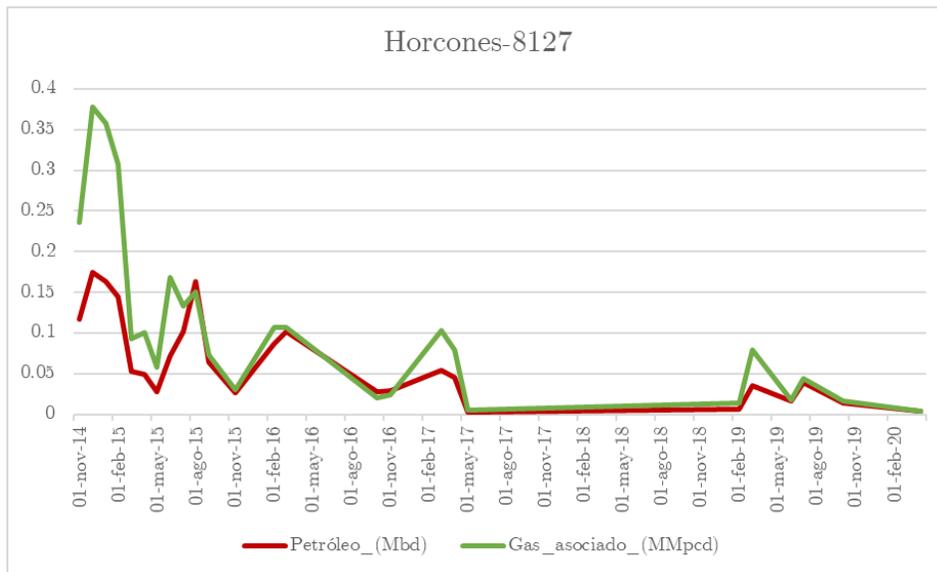


Figura 2.33: Producción histórica del pozo Horcones-8127 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Horcones-8127 inició su producción con 117.4 bd en noviembre de 2014 para terminar con 3 bd en abril de 2020, la declinación en este pozo fue rápida y recordando que se perforó para el J. Pimienta, su principal expectativa era petróleo.

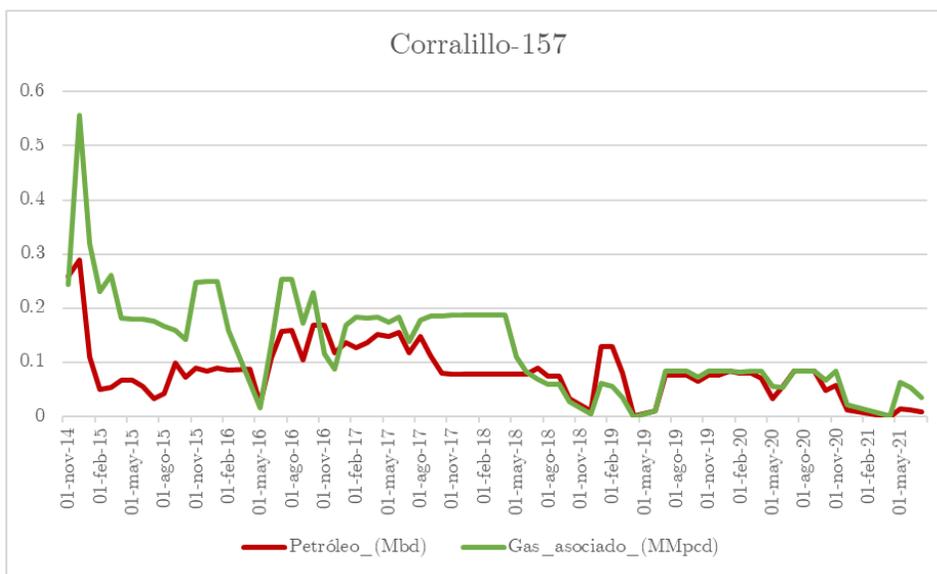


Figura 2.34: Producción histórica del pozo Corralillo-157 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Corralillo-157 inició su producción con 259 bd en noviembre de 2014 y a julio de 2021 reporta 8 bd y 0.035 MMpcd, a la fecha ha acumulado 197.4 Mb y 304 MMpc.

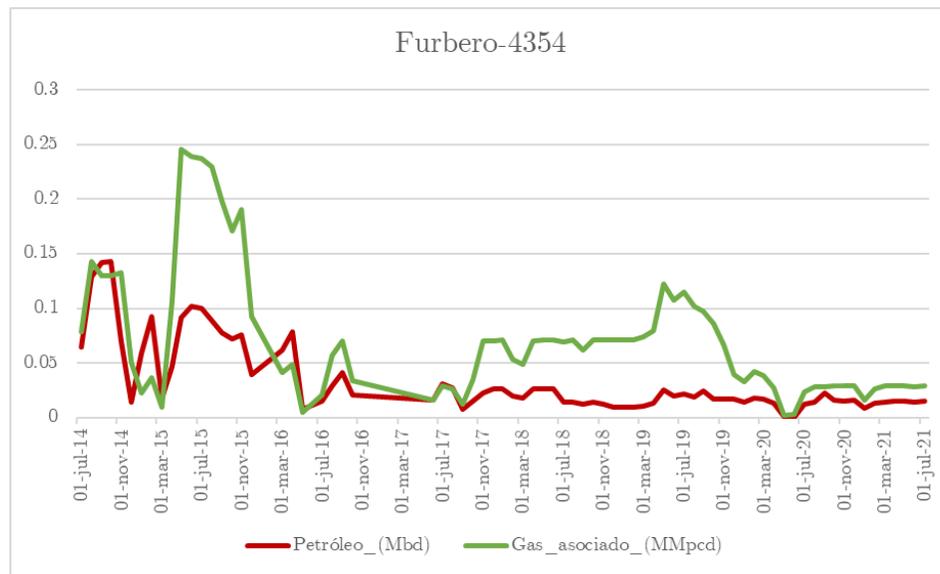


Figura 2.35: Producción histórica del pozo Furbero-4354 (elaboración propia con datos de CNIH)

El pozo Furbero-4354 reporta producción de julio de 2014 a la fecha de obtención de los datos (julio de 2021), y es de notar de que a pesar de que su producción no ha sido grande, la declinación es pequeña. LA producción acumulada de aceite es de 76.4 Mb y de gas es de 161.8 MMpc.

En la Figura 2.36 se muestra la localización de los pozos que han reportado históricamente producción ante la CNH, así como su respectiva provincia.

2. PERSPECTIVA ACTUAL DE MÉXICO DE SHALE GAS Y SHALE OIL.

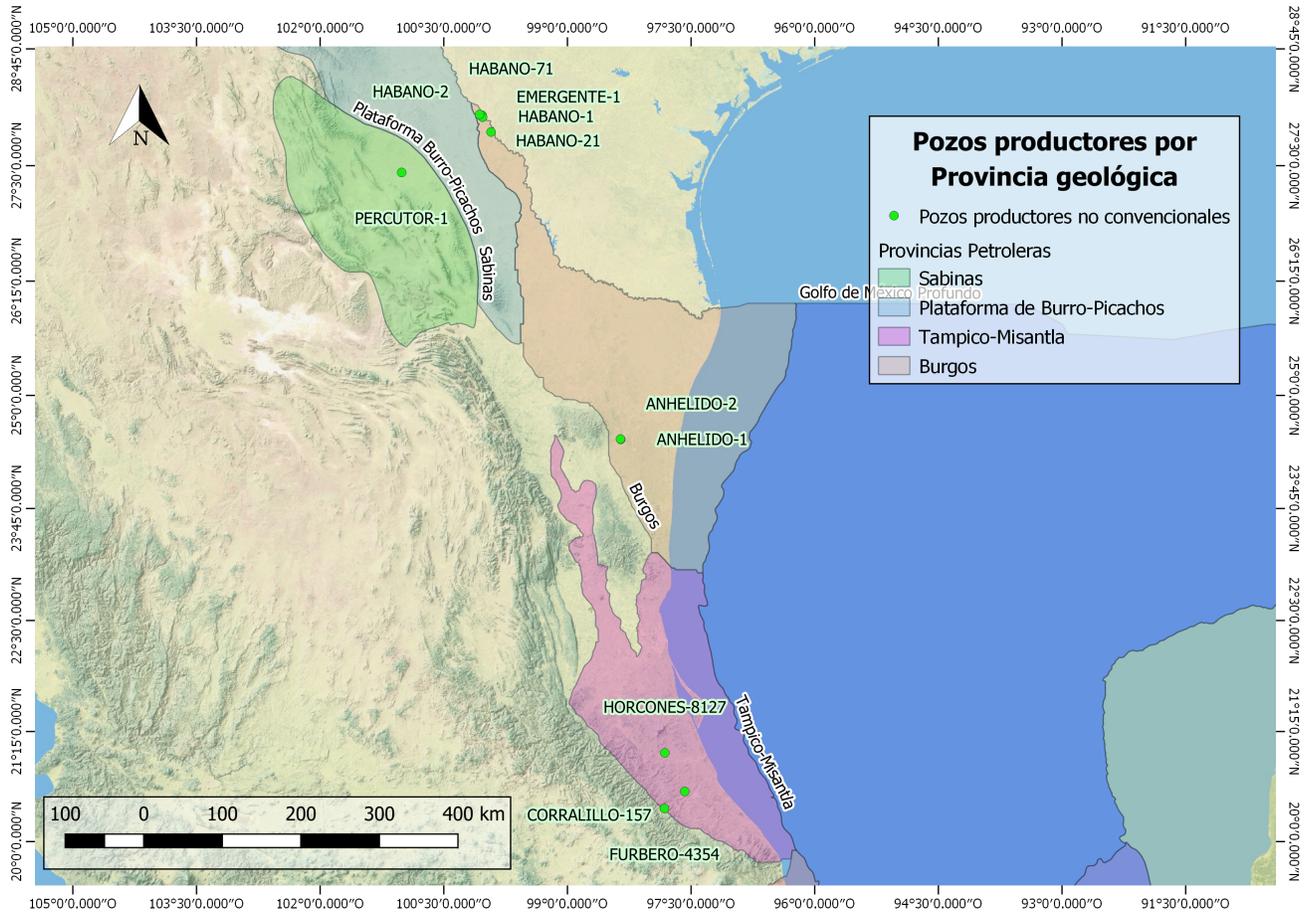


Figura 2.36: Pozos con producción reportada en yacimientos no convencionales (elaboración propia con datos de CNIH)

El gas como instrumento de transición energética.

El rápido crecimiento del consumo de gas en las últimas décadas es consecuencia de la variedad de sus beneficios en relación con otros combustibles fósiles: su amplia distribución geográfica, su asequibilidad y sus beneficios ambientales (dada la menor intensidad de carbono del gas en comparación con el carbón y el petróleo). Además, existe una abundancia de recursos de gas en todo el mundo⁹. Aparte de los vastos recursos de gas convencional, existe el potencial de fuentes no convencionales, como el gas compacto, el gas de esquisto y el metano de capas de carbón.

El objetivo de este capítulo es dar una perspectiva de cómo el gas puede ser un medio para la transición energética y desempeñar un papel en la reducción de la pobreza energética y el fortalecimiento de la seguridad energética, al tiempo que reduce las emisiones de CO₂ al desplazar las fuentes de combustible más intensivas en carbono. Lo anterior es especialmente cierto para los países en desarrollo que comienzan con un bajo uso de energía y bases de emisiones de GEI y donde existen beneficios económicos y sociales para un mayor acceso al gas natural⁷⁶.

3.0.1 Rol del gas como respaldo de la Transición energética

Antes de comenzar a tratar el tema del gas como instrumento de transición energética es necesario definirla, de tal manera que se comprenda qué papel puede jugar este recurso. La transición energética es un camino hacia la transformación del sector energético global de combustibles fósiles a cero carbono para la segunda mitad de este siglo. El tema de fondo está en la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía para limitar el cambio climático⁷.

El discurso actual sobre la transición a un futuro sistema energético descarbonizado está dominado por soluciones de energía renovable y por la electrificación. Las condiciones iniciales para esta transición pueden variar entre diferentes regiones y países, sin embargo, también existen oportunidades para soluciones innovadoras que utilizan otras fuentes de energía bajas en carbono y una combinación de tecnologías. El desarrollo sostenible es un concepto controvertido y varía con las prioridades vinculadas a los objetivos sociales, económicos y ambientales. En este contexto es en donde se puede considerar al gas natural como una opción de fuente de energía baja en carbono y como un importante combustible de transición complementario para apoyar la energía renovable en las fases de transición a corto y mediano plazo. Esto significa que debe reconsiderarse el objetivo de cero combustibles fósiles como solución a corto y mediano plazo.

La transición hacia un futuro energético sostenible de soluciones apoyado por gas presenta desafíos desde el punto de vista social, técnico, económico, geográfico y político. Sin embargo, también deben evaluarse las soluciones locales adecuadas, como es el caso del contexto en México. Estas soluciones deben tener en cuenta la infraestructura, las demandas locales, los recursos y los aspectos económicos, así como las políticas energéticas nacionales.

La energía es una gran herramienta como impulso del desarrollo social y económico, ya que ayuda a erradicar la pobreza, aumenta la producción de alimentos y el acceso al agua potable, mejora la salud pública y la educación, crea oportunidades económicas para los jóvenes y mejora la calidad de vida de los habitantes de una región. Se ha demostrado que la lucha contra el cambio climático requiere un cambio fundamental en los patrones de producción y consumo de energía que no entren en conflicto con el progreso humano y el desarrollo económico⁶⁶.

El acceso a energía asequible, confiable y sustentable también se ha incluido en la agenda de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) del PNUD. Al mismo tiempo, el suministro de energía de la fuente tradicional de combustibles fósiles ha aumentado enormemente el nivel de carbono en la atmósfera. Por lo anterior, también se enfatiza en los ODS que el acceso a la energía debe proporcionarse de una manera económicamente viable y ambientalmente sostenible mediante el uso de fuentes de energía emergentes tanto convencionales como no convencionales. Se han propuesto políticas de energía limpia y bajas en carbono como una forma de mitigar la seguridad energética y los riesgos climáticos⁴⁷.

El camino de desarrollo que sigue un país no siempre está integrado en todos los sectores y, a veces, surge de una decisión fragmentada de varios actores de la economía. El cambio climático ya no es solo una preocupación ambiental; tiene un impacto de gran alcance en el desarrollo económico y social. La internalización de los desafíos ambientales en la planificación social y económica puede llevar a una nación a una trayectoria de desarrollo alternativo. Por lo tanto, los países se están dando cuenta cada vez más de que el cambio climático debe estar respaldado por un enfoque de políticas integrado y transversal. En otras palabras, debe integrarse en la planificación del desarrollo nacional. Comprender los vínculos entre el cambio climático y las necesidades de desarrollo nacional en este contexto también es de suma importancia.

Las barreras técnicas también son una preocupación, siendo la falta de infraestructura (es decir, grandes unidades de almacenamiento), limitaciones en capacidad de transmisión y las fuentes de energía renovable no continua las más importantes. Las fuentes renovables son intermitentes por naturaleza, un atributo que es importante en el diseño y desarrollo de redes energéticas. Por lo tanto, la energía renovable no es lo suficientemente asequible para la mayoría de la población⁶⁵.

El Gas Natural es el combustible fósil más limpio y confiable⁶⁶. Según la Agencia Internacional de Energía (EIA) se prevé que la demanda de Gas Natural continuará aumentando después de 2025 y la demanda es alrededor de un 15% más alta en 2030 que en 2020. Por lo tanto, el Gas Natural superará al carbón en la matriz energética global futura.

El gas natural, debido a que tiene aproximadamente la mitad de los efectos contaminantes del CO₂ en comparación con otros combustibles fósiles⁷¹, se ha considerado un combustible de transición en un periodo anterior a que exista viabilidad tecnológica de la energía renovable y ésta pueda superar sus desafíos para producir energía segura y sostenida. El gas natural como combustible de transición en este contexto significa: un combustible bajo en carbono (gas natural) como sustituto por combustibles fósiles de mayor contenido (carbón y petróleo) para reducir las emisiones de CO₂ en un futuro próximo⁴⁵. El papel del gas natural como puente entre los combustibles fósiles más contaminantes y las tecnologías de cero carbono se considera solo como un papel temporal porque el gas natural aún emite emisiones de CO₂.

En relación con las emisiones de GEI, el gas natural (tanto convencional como no convencional) puede ofrecer beneficios de mitigación de GEI en relación con el carbón, si las emisiones de metano son lo suficientemente pequeñas. El alcance del gas natural en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) es significativo, ya que el gas natural con un contenido de carbono por defecto más bajo de 15.3 kg / GJ es la opción más limpia en comparación con el carbón coquizable (25.8 kg / GJ), carbón no coquizable. (26.2 kg / GJ) y crudo (20 kg / GJ)²⁰.

De acuerdo al PRODESEN 2018, los factores de contaminantes emitidos por estos tipos de plantas de generación son los siguientes:

Tecnología	Contaminante (valor medio en kg/MW))			
	CO ₂	NO _x	SO ₂	Partículas
Carboeléctrica (< 350 MW)	818.7	6.1	9.9	0.5
Carboeléctrica (> 350 MW)	542.4	4.0	3.0	0.3
Ciclo combinado	393.3	1.4	0.2	0.0
Combustión Interna (< 20 MW)	757.7	16.5	14.7	0.2
Combustión Interna (> 20 MW)	619.4	11.6	14.5	0.3
Lecho fluidizado	805.6	0.0	2.6	0.1
Termoeléctrica convencional (< 115 MW)	805.7	1.3	14.7	1.0
Termoeléctrica convencional (< 250 MW)	600.5	0.9	9.7	0.6
Termoeléctrica convencional (> 250 MW)	678.4	1.1	12.7	0.8
Turbogás (diésel)	1408.3	8.2	47.2	0.1
Turbogás (gas)	525.5	1.8	0.0	0.0

Tabla 3.1: Emisión de contaminantes por tipo de tecnología (kg/MWh)²⁷

Como se puede observar en la tabla anterior, la generación de 1 MWh utilizando gas en ciclo combinado como tecnología es la que menos kg por MWh de CO_2 emite, y a pesar de que se encuentra en quinto lugar en emisiones de NO_2 , se encuentra solamente en el primer cuartil dentro de las tecnologías convencionales, e igualmente es de las dos menores en emisiones de SO_2 y partículas.

El gas natural puede crear sinergias con tecnologías renovables para equilibrar la producción de electricidad intermitente^{23 78} y proporcionar energía ininterrumpida incluso durante las horas pico^{14 10} con sus ciclos flexibles de encendido y apagado¹². Por otro lado, invertir en infraestructura de gas natural podría retrasar la transición a tecnologías de cero emisiones de carbono y obstaculizar los esfuerzos de mitigación de emisiones a largo plazo⁷⁷.

Parece probable que el gas natural, ya sea no convencional o no, forme una parte importante de la matriz energética en las próximas décadas. Por lo tanto, desde una perspectiva pragmática, el desarrollo y la adherencia a principios y prácticas estrictas relacionadas con el medio ambiente y la salud pública (tal vez a través de la regulación) son fundamentales para garantizar que el gas natural pueda contribuir de manera óptima a respaldar el "vector" de una vía de energía sostenible los próximos 50 a 100 años. Sin embargo, a largo plazo, el gas natural en sí, a través del desplazamiento del carbón u otros combustibles fósiles, no alterará significativamente las proyecciones climáticas a largo plazo¹². Se necesitarán otras tecnologías de cero emisiones de carbono, como las energías renovables o de secuestro y almacenamiento de Carbono para lograr los objetivos de mitigación de las emisiones de carbono. Las políticas que limitan el efecto de las fuerzas económicas que impulsan la penetración del gas natural contra todos los combustibles, incluidas las formas de energía renovable, pueden ayudar a garantizar que el gas natural sustituya principalmente al carbón y petrolíferos.

Se ha discutido a fondo en la literatura si el gas natural puede actuar o no como combustible de transición hacia un futuro con bajas emisiones de carbono. Estos estudios se pueden clasificar ampliamente en dos grupos; El primero evalúa la viabilidad del gas natural para reemplazar el carbón y/o el petróleo, y para lograr una transición sin problemas hacia un futuro de carbono cero o negativo y su impacto general en las emisiones de GEI^{17 44}. El segundo ha cuestionado el retraso potencial en lograr un futuro de carbono cero con el uso creciente de gas natural como combustible de transición⁴². Otra preocupación con el uso creciente de gas natural es su emisión fugitiva de metano¹⁶. Las emisiones fugitivas de metano son una preocupación importante en el aumento del uso de gas natural como combustible de transición⁴⁷. La industria del petróleo y el gas contribuye con el 24% de las emisiones de metano, que es un potente gas de efecto invernadero (GEI) con un potencial de calentamiento muy alto²⁰. Es importante tener estimaciones de las emisiones de metano derivadas de la extracción de gas natural, ya que las actividades de extracción de gas natural conllevan a una variedad de distintos riesgos de fugas que varían en niveles, de muy bajo a alto.

Como se mencionó anteriormente, el uso del Gas Natural como vector de una vía de energía sostenible depende enormemente de los planes y programas de desarrollo nacionales, así como los programas sectoriales, políticas energéticas, recursos e instituciones.

En la sección de recomendaciones se tratarán las normatividades consideradas de mayor importancia para el tema

3. EL GAS COMO INSTRUMENTO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

del gas natural como vía de una mejor transición energética, ya que de acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), la transición energética será posible gracias a la tecnología de la información, la tecnología inteligente, los políticas públicas e instrumentos de mercado.

La industria del gas natural tiene una gran responsabilidad para reducir la emisión de GEI a través de iniciativas del sector privado habilitadas por las políticas climáticas gubernamentales. Esta industria está desarrollando e implementando tecnologías y prácticas para reducir los gases de efecto invernadero de sus operaciones, incluyendo los esfuerzos para llegar ala cero quema rutinaria (por ejemplo, participando en la iniciativa "Zero Routine Flaring by 2030" del Banco Mundial) y para mejorar la detección y reparación de fugas. La industria del gas natural y el petróleo debe respaldar la presentación de informes transparentes y precisos de las emisiones de GEI y de la mitigación de GEI, y se debe avanzando en los esfuerzos de toda la industria para impulsar una mayor coherencia y comparabilidad en los informes de las empresas y EPEs. También existen mecanismos de política basados en el mercado, como la fijación de precios del carbono, cuando se implementan correctamente, pueden ser un medio eficaz para reducir las emisiones de CO2.

3.1 Matriz energética nacional

De acuerdo con datos de generación del Sistema de Información del Mercado (SIM) la generación de energía eléctrica por tecnología se muestra en la siguiente figura de manera mensual, y cabe mencionar que la fecha de corte de los datos es al 9 de noviembre de 2021:

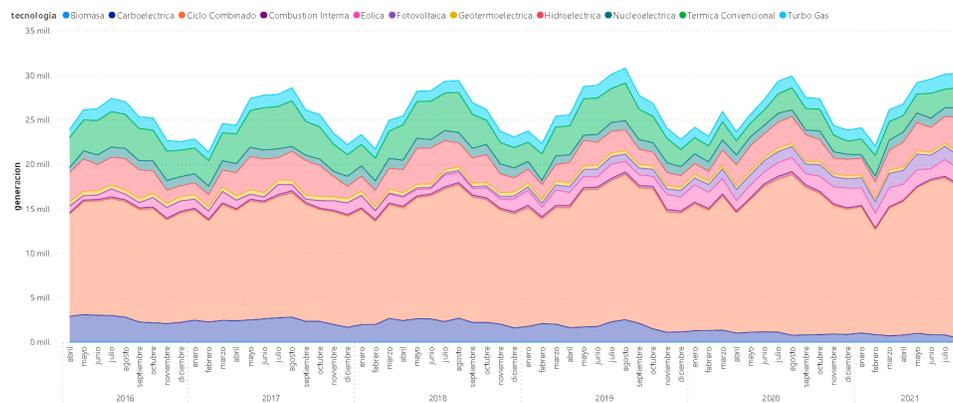


Figura 3.1: Generación mensual [MWh] por tecnologías (Elaboración propia con datos del SIM)

Y en la Figura 3.2, se muestra la generación en porcentajes a la fecha de corte de datos (9 de noviembre de 2021):

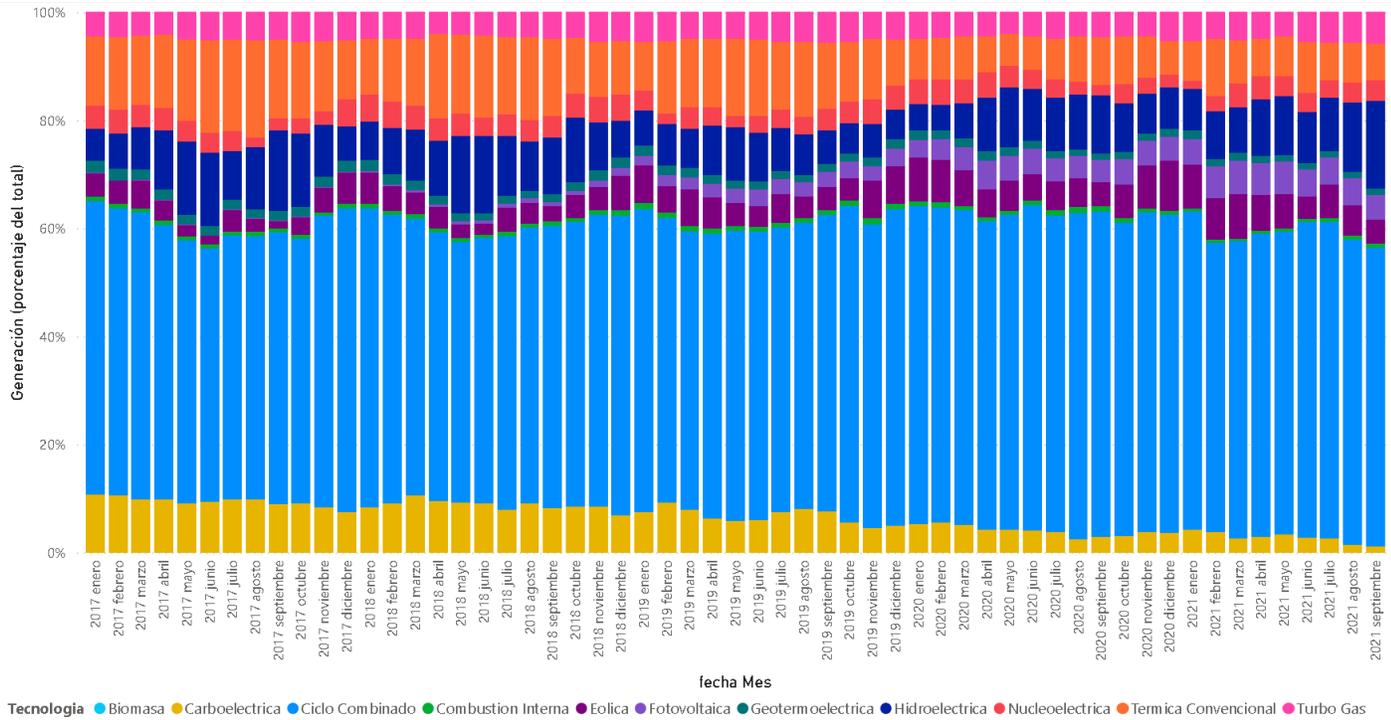


Figura 3.2: Generación mensual [%] por tecnologías (Elaboración propia con datos del SIM)

En la figura 3.3, se muestra la proporción de la energía generada en el 2021:

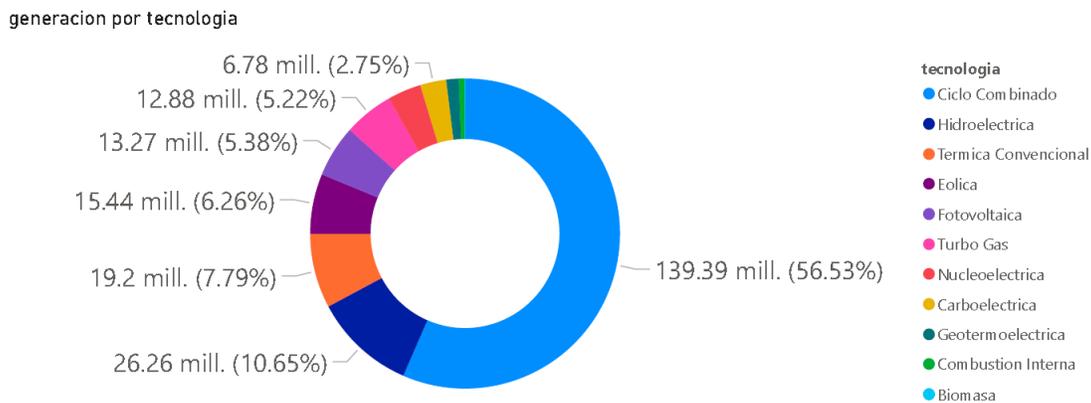


Figura 3.3: Generación mensual [MWh, (%)] por tecnologías en 2021(Elaboración propia con datos del SIM)

Si bien la mayor cantidad de energía eléctrica por tecnología ha sido generada por ciclo combinado y sigue aumentando con el tiempo, es importante ver que la demanda de gas natural seguirá aumentando a mediano y corto plazo. En las Figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se muestra la capacidad instalada por año por tecnología, donde cabe mencionar que la capacidad de tecnologías que utilicen combustibles fósiles a ido de 71.25 a 66.11% de 2017 a 2021, respectivamente.

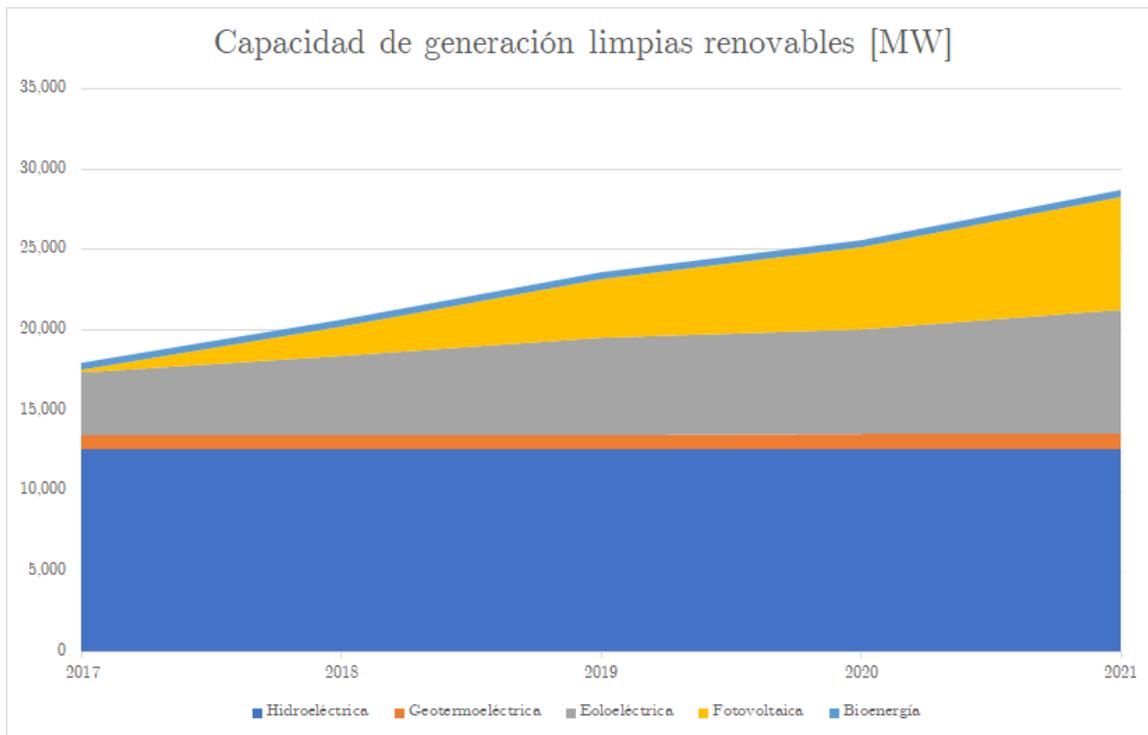


Figura 3.4: Capacidad instalada anual de tecnologías capacidad limpias renovables [MW](Elaboración propia con datos del PRODESEN 2021)

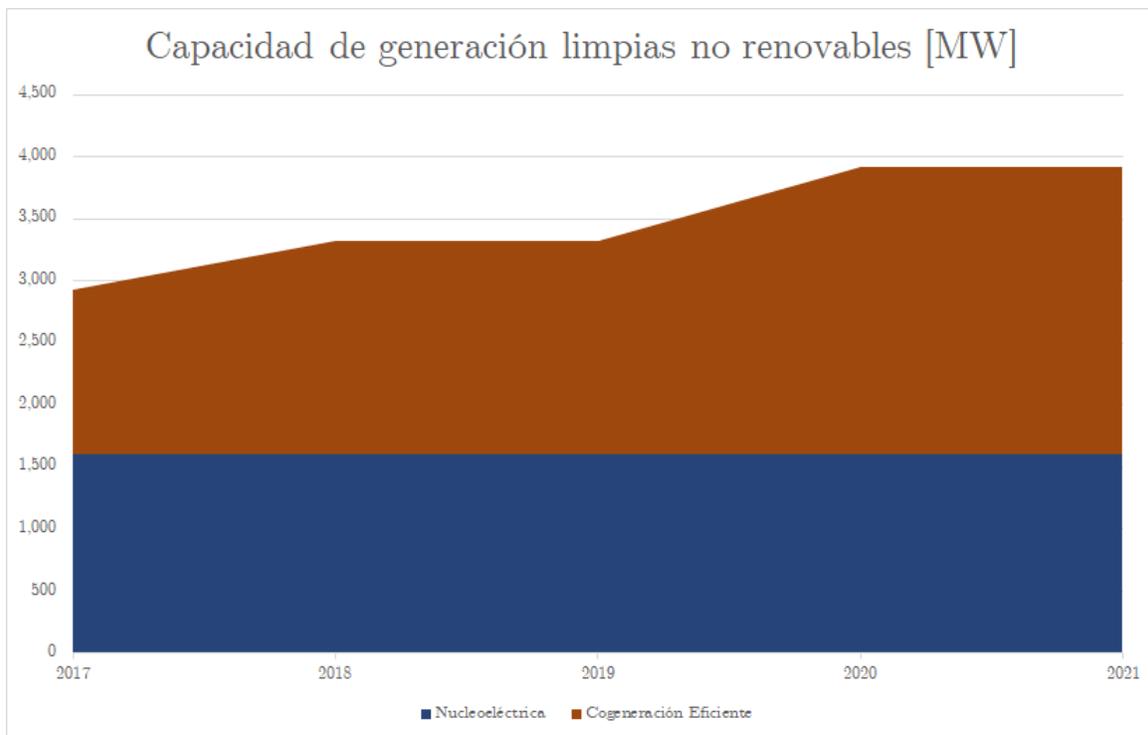


Figura 3.5: Capacidad instalada anual de tecnologías capacidad limpias no renovables [MW](Elaboración propia con datos del PRODESEN 2021)

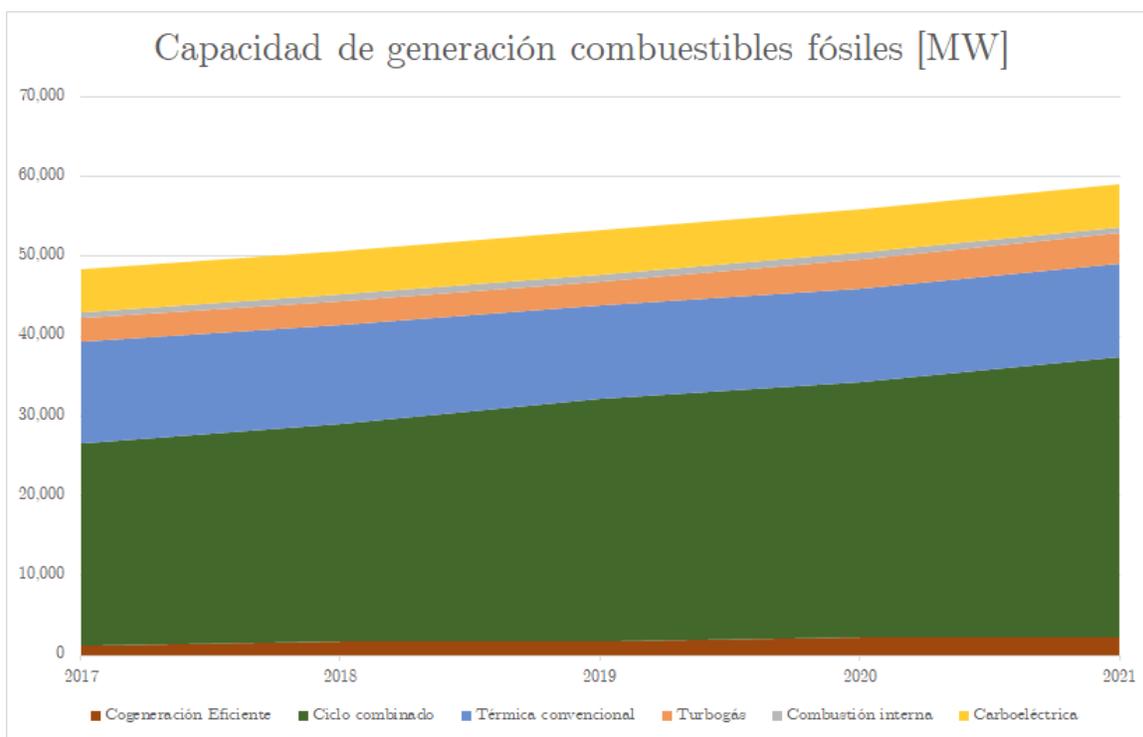


Figura 3.6: Capacidad instalada anual de tecnologías que utilizan combustibles fósiles [MW](Elaboración propia con datos del PRODESEN 2021)

Cabe mencionar que estas figuras muestran la capacidad instalada, cuya generación no es proporcional para todas las tecnologías, y es por eso y por el orden de despacho establecido en la Ley de la Industria Eléctrica (entre otros factores), que no hay una correspondencia entre los gráficos de generación y capacidad instalada.

3.2 El gas natural en el contexto de política energética en México

El gas natural tiene un gran impacto en la política energética en México, y los dos sectores que se analizarán para los fines de este trabajo son los del sector eléctrico y el sector hidrocarburos (Exploración y Extracción). En el sector eléctrico, como combustible para la generación de energía juega un papel muy importante, ya que como se muestra en las figuras 3.1, 3.3 y 3.6, existe un crecimiento en su demanda.

En la próxima sección se tratarán las normatividades consideradas de mayor importancia para el tema del gas natural como vía de una mejor transición energética, ya que de acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), la transición energética será posible gracias a la tecnología de la información, la tecnología inteligente, las políticas públicas e instrumentos de mercado.

3.2.1 Políticas e instituciones públicas

Para colocar al Gas Natural en el contexto de la transición energética junto con mecanismos de políticas públicas e instrumentos de mercado, es de gran utilidad introducir el concepto de regulación y de organismos reguladores, así como el conocer y tener bien identificados los papeles que las diferentes instituciones juegan en el sector energético nacional.

El análisis se hará conforme al marco normativo que surge a partir de la Reforma Energética de 2013, ya que contiene una mayor cantidad de mecanismos de mercado que la iniciativa de reforma a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales presentada el 30 de septiembre de 2021, además de que a la fecha de elaboración del presente trabajo aún no es claro si esta reforma se llevará a cabo o bajo qué términos.

En la reforma constitucional de 2013 se reformaron tres artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y se crearon 9 leyes secundarias:

3. EL GAS COMO INSTRUMENTO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Artículos de la Constitución	Artículo 25		
	Artículo 27		
	Artículo 28		
Creación de Leyes secundarias	Ley de Energía Geotérmica	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
	Ley de Hidrocarburos	Ley de la Comisión Federal de Electricidad	Ley de Petróleos Mexicanos
	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	Ley de la Industria Eléctrica	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
Leyes modificadas	Ley General de Deuda Pública	Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria	Ley Orgánica de Administración Pública Federal
	Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público	Ley de Asociaciones Público Privadas	Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados
	Ley Federal de las Entidades Paraestatales	Ley Federal de Derechos	Ley de Aguas Nacionales
	Ley de Coordinación Fiscal	Ley de Inversión Extranjera	Ley Minera

Tabla 3.2: Legislación derivada de la Reforma Energética de 2013 (elaboración propia)

La Figura 3.7 muestra a grandes rasgos los cambios institucionales derivados de la reforma y de la legislación mostrada en la Tabla 3.2:

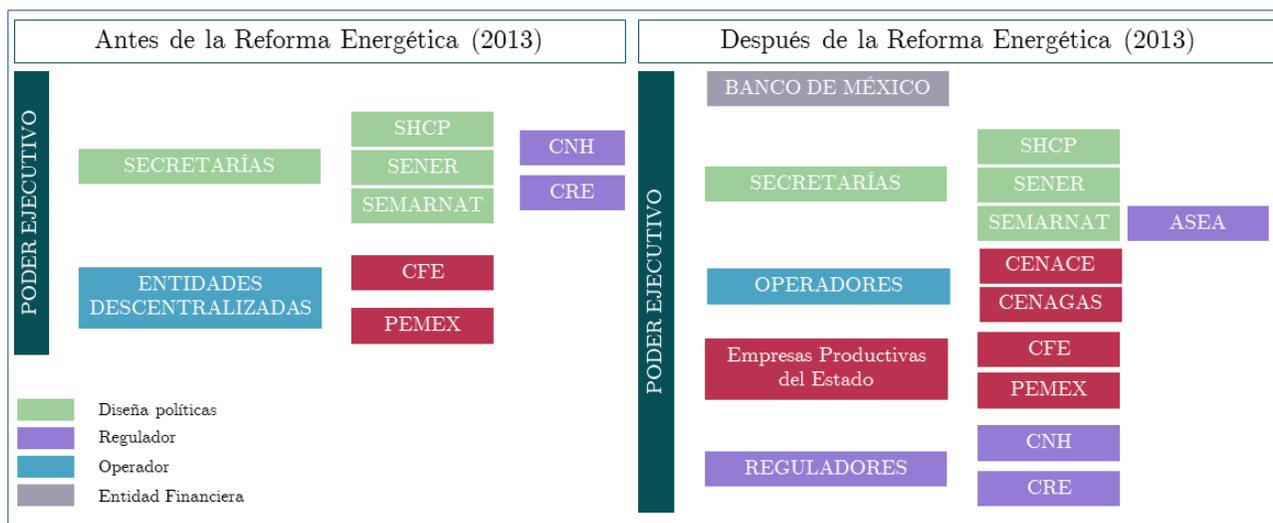


Figura 3.7: Cambios institucionales derivados de la reforma de 2013 (elaboración propia)

Un instrumento clave para la determinación de la política energética nacional es el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), el cual detalla la planeación anual del Sistema Eléctrico Nacional con un horizonte a quince años y que concreta la política energética nacional en materia de electricidad, alineada al Plan Nacional de Desarrollo. Dada la estrecha relación entre la generación de electricidad y los combustibles fósiles (como el Gas Natural), el PRODESEN también tiene un impacto en el sector hidrocarburos y viceversa, ya que este documento usa como insumos muchos datos del sector como consumo, demanda, producción y proyecciones para desarrollarse.

La ley de Industria Eléctrica señala en sus artículos 14 y 68 los principios que rigen el PRODESEN, en los que se considera procurar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. De acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la LIE, el objetivo de Programa este es promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, tomando en consideración las metas previstas en el artículo Tercero Transitorio de la LTE, en el que se instruyó a la SENER fijar como meta una participación mínima en la generación de energía eléctrica del 25% para el ejercicio 2018, del 30% para el 2021 y del 35% para el ejercicio 2024. El PIIRCE sirve de base para que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) esté en posibilidad

de integrar los casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la Red Nacional de Transmisión.



Figura 3.8: Proceso de elaboración del PRODESEN (elaboración propia)

Para entender mejor el marco regulatorio y normativo nacional, se han dividido las atribuciones de las instituciones en el sector eléctrico y en el sector hidrocarburos, haciendo hincapié que son las de mayor interés para el presente trabajo:

3.2.2 Secretaría de Energía (SENER)

3.2.2.1 Sector eléctrico

La Secretaría de Energía es la facultada para establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica, formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo y dirigir el proceso de planeación y la elaboración del PRODESEN.

La SENER también es responsable de la elaboración del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas, que establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y cumplir con las Metas de Energías Limpias sin otorgar derecho ni imponiendo obligación para instalación o retiro de centrales.

El artículo 11 de la LIE establece las facultades de la SENER en materia eléctrica, que para los fines del presente trabajo, se enlistan los más importantes:

- Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica;
- Formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo;
- Elaborar y publicar anualmente un informe pormenorizado que permita conocer el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional;
- Asegurar la coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica, las demás autoridades relevantes para la industria eléctrica, el CENACE y el Centro Nacional de Control del Gas Natural;
- Llevar a cabo los procedimientos de consulta, y resolver sobre las evaluaciones de impacto social para proyectos de infraestructura relacionados con la industria eléctrica;
- Establecer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias;
- Establecer los criterios para el otorgamiento de los Certificados de Energías Limpias;

- Determinar, con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, otras tecnologías que se consideran Energías Limpias;
- Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país
- Preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional;
- Autorizar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el CENACE o por los Distribuidores y solicitar cambios a los mismos, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE;
- Instruir a los Transportistas y los Distribuidores la ejecución de los proyectos contenidos en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

3.2.2.2 Sector hidrocarburos

De las actividades del sector hidrocarburos, corresponde a la SENER regular y supervisar, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a la ASEA, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para las siguientes actividades:

1. El Tratamiento y refinación de Petróleo;
2. El procesamiento del Gas Natural, y
3. La exportación e importación de Hidrocarburos y Petrolíferos en términos de la Ley de Comercio Exterior y con el apoyo de la Secretaría de Economía;

La SENER también determina la política pública en materia energética aplicable a los niveles de Almacenamiento y a la garantía de suministro de Hidrocarburos y Petrolíferos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.

También le corresponde a la SENER instruir, por sí misma o a propuesta de la Comisión Reguladora de Energía o de la Comisión Federal de Competencia Económica, en el ámbito de sus respectivas competencias, a las empresas productivas del Estado, sus subsidiarias y filiales que realicen las acciones necesarias para garantizar que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados, así como la política pública en materia energética. Esto es importante en materia de competencia y el desarrollo de los mercados energéticos, con el fin de llegar a eficiencias de mercado óptimas que puedan traducirse en bienestar en términos de teoría de mercados.

En la Ley de Hidrocarburos, en su artículo 29 se establece lo que corresponde a la SENER respecto a los Contratos para la Exploración y Extracción, y entre los más importantes para el objetivo perseguido en el trabajo se encuentran:

- Seleccionar las Áreas Contractuales conforme a los criterios que la misma establezca, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, cabe mencionar que Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado (CFE) o Persona Moral podrán poner a consideración de la Secretaría de Energía, áreas sobre las cuales exista interés para llevar a cabo la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Aprobar y emitir el plan quinquenal de licitaciones de Áreas Contractuales
- Establecer el modelo de contratación para cada Área Contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación, con las opiniones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

La Secretaría de Energía, con base en la política pública en materia energética que al respecto emita, podrá requerir que se desarrollen los análisis necesarios para la conformación de Sistemas Integrados a fin de alcanzar los objetivos planteados. Asimismo, la Secretaría de Energía es la encargada de emitir el plan quinquenal de expansión y optimización de la infraestructura de Transporte por ducto y Almacenamiento, tomando en consideración lo propuesto por los gestores de los sistemas integrados, previa asistencia técnica de la Comisión Reguladora de Energía. El tema del almacenamiento de Gas Natural es de gran importancia y de gran relación con la seguridad energética del país, y va de la mano con las actividades y planes de exploración y extracción de Gas Natural, así como reservas y el pronóstico de producción, además del pronóstico de demanda de energía eléctrica del país y la matriz energética proyectada en el futuro.

3.2.3 Centro Nacional de Control de Gas (CENAGAS)

El Centro Nacional de Control del Gas Natural es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con la continuidad del suministro de dicho energético en territorio nacional. Este operador es independiente con respecto a los permisionarios y empresas del sector.

El Centro Nacional de Control del Gas Natural propone a la Secretaría de Energía, para su aprobación, previa opinión técnica de la Comisión Reguladora de Energía, el plan quinquenal de expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

3.2.4 Comisión Reguladora de Energía (CRE)

La CRE es un Regulador técnico y económico del sector eléctrico en México con autonomía técnica, operativa y de gestión.

3.2.4.1 Sector eléctrico

El artículo 12 de la LIE establece las facultades de la CRE en materia eléctrica, que para los fines del presente trabajo, se enlistan los más importantes:

- Otorgar los permisos a que se refiere la LIE, considerando los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional establecidos por la Secretaría, y resolver sobre su modificación, revocación, cesión, prórroga o terminación;
- Expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión, la distribución, la operación de los Suministradores de Servicios Básicos, la operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las tarifas finales del Suministro Básico
- Establecer los lineamientos de contabilidad que se observarán en las actividades de transmisión, distribución, Suministro Básico y Suministro de Último Recurso, así como en la operación del CENACE, para fines de la regulación tarifaria
- Emitir las Bases del Mercado Eléctrico;
- Vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado;
- Otorgar los Certificados de Energías Limpias;
- Emitir los criterios de eficiencia utilizados en la definición de Energías Limpias;
- Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen y promuevan la generación de energía eléctrica a partir de Energías Limpias, de conformidad con lo establecido en esta Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría;
- Establecer los requisitos que deberán cumplir los Suministradores y los Usuarios Calificados Participantes del Mercado para adquirir potencia que les permita suministrar a los Centros de Carga que representan, así como los requisitos de Contratos de Cobertura Eléctrica que los Suministradores deberán celebrar, y verificar su cumplimiento;
- Autorizar al CENACE llevar a cabo subastas a fin de adquirir potencia cuando lo considere necesario para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, determinar la asignación de los costos que resulten de dichas subastas y expedir protocolos para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia.
- Emitir opinión respecto de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el CENACE o por los Distribuidores y solicitar cambios a las mismas;
- Expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

La CRE emite criterios de Confiabilidad, emite requerimientos técnicos con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales en términos de Calidad. La CRE emite criterios para la Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con el fin de tener una frecuencia y duración de interrupciones menor (continuidad), y emite criterios para la Condición operativa en la cual se pueden mantener la Calidad y Continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo, frente a la falla de un elemento o múltiples elementos del mismo (Seguridad de Despacho).

La CRE mantiene el registro de inscripción de los Usuarios Calificados (UC). Existen dos modalidades de Usuarios Calificados:

- UC Participante del Mercado: Representan a sus propios Centros de Carga en el MEM, y compran energía eléctrica y Servicios Conexos directamente en el Mercado y/o al amparo de Contratos de Cobertura. Deberán celebrar un Contrato de Participante en el MEM con el CENACE .
- UC representado por un Suministrador: Aquellos cuyos Centros de Carga son representados en el MEM a través de un contrato con un Suministrador Calificado o, de forma transitoria, por un Suministrador de Último Recurso (art. 62 LIE)

3.2.4.2 Sector hidrocarburos

La CRE funge como regulador de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, así como el expendio al público de petrolíferos (midstream y downstream).

En la Ley de Hidrocarburos, se contempla la realización de las actividades que requieren permisos por la CRE; Transporte, Almacenamiento, Distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, según corresponda, así como la gestión de Sistemas Integrados.

En la evaluación y, en su caso, otorgamiento de un permiso de Transporte por ductos o de Almacenamiento de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, la Comisión Reguladora de Energía podrá analizar su impacto sobre el desarrollo eficiente de dichas actividades y las necesidades de infraestructura común en la región que corresponda, pudiendo requerir que se modifique la naturaleza y el alcance de las instalaciones, a través de condiciones tales como el acceso abierto, la interconexión con otros sistemas permisionados y la regulación tarifaria.

A la CRE le corresponde proponer, a la Secretaría de Energía que instruya a las empresas productivas del Estado, sus subsidiarias y filiales que realicen las acciones necesarias para garantizar que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados, así como la política pública en materia energética. Esta atribución es importante, especialmente en el mercado del Gas Natural con respecto a CFE y el desarrollo eficiente de los mercados en la generación de energía eléctrica que use como insumo Gas Natural y que por costos variables tenga un orden de despacho generalmente después de las energías renovables.

3.2.5 Comisión Nacional de Hidrocarburos

La CNH es un regulador con autonomía técnica que emite la regulación y supervisa el cumplimiento por parte de Asignatarios y Contratistas. En el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, se establece lo que le corresponde a la CNH, que para fines de este trabajo se enlistan las actividades de mayor impacto:

- Emitir la regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios, Contratistas y Autorizados
- Regulación y supervisión de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
- La Recolección de Hidrocarburos
- La perforación de pozos;
- La medición de la producción de Hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición
- El aprovechamiento del Gas Natural asociado

También la CNH puede proponer, en el ámbito de su competencia, a la Secretaría de Energía, que instruya a las empresas productivas del Estado, sus subsidiarias y filiales que realicen las acciones necesarias para garantizar que sus actividades y operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados, así como la política pública en materia energética. Este es uno de los factores más importantes relacionados con el presente trabajo, ya que la CNH sí tiene la capacidad de proponer acciones a SENER, y la política pública en materia energética dentro del PND puede tener una relación estrecha con las actividades reguladas por la CNH, además de que por medio de la regulación es posible encaminar el comportamiento deseado del mercado. La CNH puede tomar los insumos que el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos le proporcione para ver tendencias y tomar decisiones.

También en la Ley de Hidrocarburos se menciona que la Comisión Nacional de Hidrocarburos ejercerá sus funciones, procurando elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de Petróleo y de Gas Natural en el largo plazo y considerando la viabilidad económica de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación o del Área Contractual, así como su sustentabilidad. Para los términos del presente trabajo, el aprovechamiento de Gas Natural es importante, además de que en realidad no existen indicadores en la regulación de la CNH estrictamente relacionados con el término de sustentabilidad.

En temas de Contratos para la E&E, la CNH, entre otros, corresponde proveer asistencia técnica a la Secretaría de Energía en la selección de las Áreas Contractuales, proponer a la Secretaría de Energía el plan quinquenal de licitaciones de Áreas Contractuales y realizar las licitaciones para la adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción.

3.2.6 Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales que regula y supervisa la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente respecto de las actividades del sector hidrocarburos, incluyendo las etapas de desmantelamiento y abandono de las instalaciones, así como el control integral de los residuos y las emisiones a la atmósfera. No regula actividades del sector eléctrico.

ASEA nació el 2 de marzo de 2015, ya que en el artículo 19 transitorio de la Reforma Energética se establecieron las bases para la creación de una agencia gubernamental encargada de regular y supervisar las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos en seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente.

Corresponde a la Agencia emitir la regulación y la normatividad aplicable en materia de seguridad industrial y operativa, así como de protección al medio ambiente en la industria de Hidrocarburos, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable las actividades de la industria de Hidrocarburos.

La ASEA aporta los elementos técnicos para el diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y recursos naturales, así como para la formulación de los programas sectoriales en la materia, que se relacionen con su objeto

3.2.7 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El CENACE ejerce el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional y el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. El CENACE elabora el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, con la opinión de la CRE y la autorización de SENER.

De acuerdo al marco legal vigente, el CENACE es el responsable de elaborar, formular y proponer a la SENER y a la CRE los Programas de Ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión, tomando en cuenta el PIIRCE como insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD. El CENACE no tiene atribuciones en el sector hidrocarburos.

3.2.8 Comisión Federal de Electricidad (CFE)

La CFE elabora el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución junto con el CENACE, con opinión de CRE y autorización de SENER.

Dado que CFE tiene un monopolio en transmisión y distribución, por el artículo 38 de la LIE, CFE celebra con el CENACE los convenios que regirán la prestación y facturación de los servicios de transmisión y distribución, con base en los modelos de contrato autorizados por la CRE a propuesta del CENACE

Metodología del Análisis de ciclo de vida

En este capítulo se tratará el tema de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (LCA, por sus siglas en inglés) como introducción al Capítulo 5, en donde se detalla el procedimiento para la evaluación de los impactos aplicados a la construcción de un pozo horizontal con terminación mediante fracturamiento hidráulico multieptapa en yacimientos no convencionales en México.

Los sistemas económicos, ambientales y sociales no son independientes. El desarrollo sustentable busca integrar las actividades económicas con la protección del medio ambiente y el entorno social. Para ello es necesario encontrar formas de satisfacer las necesidades reduciendo los consumos de materia y minimizando daños al medio ambiente, sin afectar la calidad de vida. Para medir en un marco de desarrollo sustentable se hace uso de indicadores, los cuales sirven para comparar y como guía para la toma de decisiones.

Los indicadores han sido ampliamente usados para evaluar el progreso en diferentes sectores como la economía, los ecosistemas, los recursos naturales, la calidad de vida y la salud, en los cuales se ha demostrado como una herramienta útil para condensar y analizar grandes cantidades de información. La manera de hacerlo es definiendo objetivos de interés; por ejemplo, pobreza, educación, salud, gobierno, atmósfera, desastres naturales, etc; y después evaluar su progreso a través de un análisis para saber si se alcanzaron las metas propuestas en esos tópicos.[tesis geotermia]

El Análisis de Ciclo de vida es un enfoque integral que cuantifica los impactos ecológicos y en la salud humana de un producto o sistema a lo largo de su ciclo de vida completo. Sin embargo, aún cuando esta metodología provee información útil, se debe tener en cuenta que únicamente consideran uno de los ejes de la sustentabilidad, el ambiental, y que criterios económicos y sociales se deberían de considerar en paralelo, especialmente en el caso de la perforación de pozos para la extracción de gas en yacimientos no convencionales de shale gas, en cuyo caso, el factor social tiene un impacto bastante alto.

4.1 Fundamentos de Análisis de ciclo de vida y su papel en la sustentabilidad

Para poder relacionar los conceptos de LCA con sustentabilidad, primero se propone saber en qué consiste el LCA y qué es la sustentabilidad por separado, para después entrelazar estos dos conceptos, y si bien se tratará la metodología para elaborar un Análisis de Ciclo de Vida con más detalle en el capítulo 5, en esta sección se describirá de una manera superficial.

Análisis de Ciclo de Vida

El análisis del ciclo de vida, ACV (LCA en nomenclatura inglesa), estudia los aspectos ambientales y los impactos potenciales a lo largo del ciclo de vida de un producto o de una actividad.

En un ACV completo se atribuyen a los productos todos los efectos ambientales derivados del consumo de materias primas y de energías necesarias para su manufactura, las emisiones y residuos generados en el proceso de producción así como los efectos ambientales procedentes del fin de vida del producto cuando este se consume o no se puede utilizar. El ACV consiste por tanto en un tipo de contabilidad ambiental en la que se cargan a los productos los

efectos ambientales adversos, debidamente cuantificados, generados a lo largo de su ciclo de vida.

Las categorías generales de impactos medioambientales que precisan consideración incluyen el uso de recursos, la salud humana y las consecuencias ecológicas.

Sustentabilidad

En 1987, la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de las Naciones Unidas publicó su informe *Our Common Future*, que a veces se denomina Informe Brundtland en honor a su presidenta, Gro Harlem Brundtland (WCED 1987). El informe fue una respuesta; por un lado, a la creciente disparidad entre el Norte y el Sur (que básicamente fue una división entre países desarrollados y en vías de desarrollo) y, por otro lado, a la mayor conciencia de que muchos de los sistemas naturales de los que dependemos están sometidos a una tensión cada vez mayor. Se consideraba que el desarrollo del Sur era una necesidad urgente, pero el desarrollo debía lograrse de una manera ambientalmente racional que permitiera un crecimiento continuo de la población mundial, también en el futuro. En otras palabras, el desarrollo tenía que ser sostenible. Si bien el término "desarrollo sostenible" ya fue introducido en 1980 por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, la publicación de *Our Common Future* creó una conciencia generalizada sobre el desarrollo sostenible y proporcionó su definición más conocida: "... desarrollo que cumple con necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades". Al combinar la preocupación por las generaciones presentes y futuras, el concepto de desarrollo sostenible, tal como se define en *Our Common Future*, proporcionó un marco para pensar estos dos desafíos globales cada vez más urgentes juntos en un término inmensamente influyente.

La capacidad de las generaciones presentes y futuras para satisfacer sus necesidades depende en gran medida de las funciones de sustento de la vida de la Tierra y, por lo tanto, inherente a la definición de desarrollo sostenible es una preocupación por la salud del medio ambiente. El desarrollo del LCA puede verse en muchos aspectos como el resultado de la misma preocupación por la protección del medio ambiente. Por tanto, una pregunta natural puede ser; ¿Cómo se relacionan el ACV y el desarrollo sostenible, y en qué medida se puede utilizar el ACV como metodología para informar decisiones hacia la sostenibilidad?

Existe un gran parecido las definiciones de sostenibilidad. Se puede considerar que la sostenibilidad comprende las siguientes cuatro dimensiones, con énfasis variable⁴³:

1. La primera dimensión se relaciona con las medidas de bienestar que se deben lograr en la población comprendida por la definición (véanse las Dimensiones 2-4). Esta medida de bienestar comprende varios conceptos diferentes, como "necesidad", "utilidad", "felicidad" y "aspiración". Varios otros se pueden encontrar en la literatura.
2. La segunda dimensión se relaciona con la preocupación por la equidad intergeneracional, es decir, una preocupación por la equidad en el bienestar (tal como se define en la primera dimensión) entre esta y las generaciones futuras. En la mayoría de los casos, estas generaciones futuras comprenden a cualquier persona nacida en el futuro, es decir, desde mañana hasta que haya pasado un tiempo infinito. Esta preocupación, junto con alguna versión de la primera dimensión, se encuentra en todas las definiciones de sostenibilidad.
3. La tercera dimensión se relaciona con la equidad intrageneracional. Dentro de esta dimensión, consideramos hasta qué punto las medidas de bienestar se distribuyen por igual dentro de una generación, tanto a escala macro (es decir, entre naciones desarrolladas y en desarrollo) como a escala micro (es decir, la igualdad dentro de una nación, región determinada o comunidad local).
4. La cuarta y última dimensión se relaciona con la equidad entre especies, en relación con si el objetivo es solo el bienestar (cualquiera que sea su definición) de los seres humanos, o si también el desarrollo de otros organismos vivos (independientemente de su potencial para contribuir al bienestar humano). Cabe señalar que la mayoría de las definiciones (incluida la definición original dada en *Our Common Future*) son antropocéntricas (es decir, centradas en el ser humano) y, por lo tanto, no incluyen esta dimensión.

Relación entre el ACV y la sustentabilidad

El LCA muestra cómo se puede lograr una funcionalidad específica de la manera más amigable con el medio ambiente entre una lista predefinida de alternativas, o en qué partes del ciclo de vida es particularmente importante mejorar un producto o proceso para reducir sus impactos ambientales, en otras palabras, aumentar su ecoeficiencia.

Las principales características del ACV son⁴³

- Toma una perspectiva de ciclo de vida
- Comprende un rango amplio de temas ambientales
- Es cuantitativo
- Tiene como base la ciencia

Por lo anteriormente expuesto, la metodología de LCA puede cuantificar uno de los pilares de la sustentabilidad, siendo este el ambiental, y dado que en la realización de actividades petroleras se tienen contemplados proyectos económicamente rentables, se asume que se tiene una evaluación económica previa para la realización de cualquier actividad.

4.2 Fundamentos de la metodología del Análisis de Ciclo de Vida

El propósito de esta sección es introducir los principios básicos de la metodología del Análisis de Ciclo de Vida (LCA).

La preocupación por la contaminación ambiental y la escasez de energía y materiales ha motivado el desarrollo de enfoques orientados al ciclo de vida para la elaboración de perfiles ambientales de los productos. La evaluación del ciclo de vida (LCA) ha experimentado un fuerte desarrollo tanto en la metodología como en las aplicaciones desde que se propusieron los primeros métodos orientados al ciclo de vida en la década de 1960.

En el ISO 14040 LCA se define como la "compilación y evaluación de las entradas, salidas e impactos ambientales potenciales de un sistema de producto a lo largo de su ciclo de vida". Por lo tanto, el ACV es una herramienta para el análisis del impacto ambiental de los productos en todas las etapas de su ciclo de vida: desde la extracción de recursos, pasando por la producción de materiales, partes del producto y el producto en sí, y el uso del producto hasta la gestión después de que sea desechado, ya sea por reutilización, reciclaje o disposición final (en efecto, por lo tanto, "de la cuna a la tumba"). El sistema total de procesos unitarios involucrados en el ciclo de vida de un producto se denomina "sistema de producto".⁴¹

El marco de LCA opera con cuatro fases separadas, definición de objetivo y alcance, análisis de inventario, evaluación de impacto e interpretación. Tal y como ilustra la figura 4.1, estas cuatro fases no son simplemente secuenciales. El ACV es una técnica iterativa que permite ir incrementando el nivel de detalle en sucesivas iteraciones.

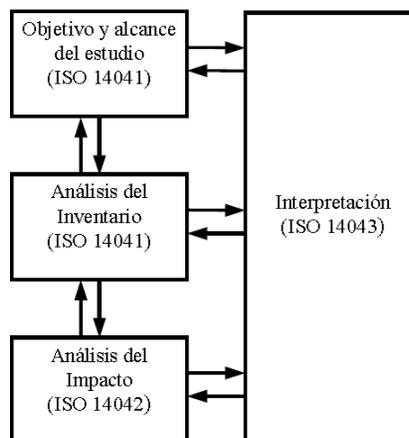


Figura 4.1: Fases de un ACV de acuerdo con la ISO 14040

4.2.1 Objetivo y alcance del estudio

En esta fase se define el tema de estudio y se incluyen los motivos que llevan a realizarlo. También en esta fase se establece la unidad funcional. La unidad funcional describe la función principal del sistema analizado. Un ACV no sirve para comparar productos entre sí, sino servicios y/o cantidades de producto que lleven a cabo la misma función.

Debido a su naturaleza global un ACV completo puede resultar extensísimo. Por esta razón se deberán establecer unos límites que deberán quedar perfectamente identificados. Los límites del sistema determinan qué procesos unitarios deberán incluirse dentro del ACV. Varios factores determinan los límites del sistema, incluyendo la aplicación prevista del estudio, las hipótesis planteadas, los criterios de exclusión, los datos y limitaciones económicas y el destinatario previsto.

4.2.1.1 Objetivos

La definición de objetivos basada en los requisitos de la norma ISO generalmente contiene seis aspectos:

1. Aplicaciones previstas de los resultados
2. Limitaciones debidas a elecciones metodológicas
3. Contexto de decisión y motivos para realizar el estudio
4. Público objetivo
5. Estudios comparativos que se darán a conocer al público
6. Comisionado del estudio y otros actores influyentes.

Cada aspecto debe tenerse en cuenta al realizar un ACV. Los aspectos 1 y 3 son fundamentales para realizar un ACV porque tienen una influencia generalizada en las decisiones que se toman en fases posteriores del ACV. Por otro lado, los aspectos 2, 4, 5 y 6 se relacionan principalmente con la comunicación de los resultados de un ACV.

4.2.1.2 Alcance del estudio

La definición del alcance determina qué sistemas de productos deben evaluarse y cómo debe llevarse a cabo esta evaluación. Junto con la definición del objetivo, la definición del alcance sirve como una guía firme sobre cómo se deben realizar las siguientes fases de LCA (análisis de inventario, evaluación de impacto e interpretación, incluido el análisis de incertidumbre y sensibilidad) y sobre cómo se debe informar el LCA. Un objetivo general de la definición del alcance es asegurar y documentar la coherencia de los métodos, supuestos y datos y fortalecer la reproducibilidad del estudio.

Una definición de alcance consta de los siguientes nueve elementos de alcance:

1. Entregables
2. Objeto de la evaluación
3. Marco de modelización de LCI y gestión de procesos multifuncionales
4. Límites del sistema y requisitos de integridad
5. Representatividad de los datos de LCI
6. Preparación de la base para la evaluación de impacto.
7. Requisitos especiales para las comparaciones de sistemas
8. Necesidades de un examen crítico
9. Planificación de informes de resultados.

4.2.2 Inventario (ICV)

Esta fase comprende la obtención de datos y los procedimientos de cálculo para identificar y cuantificar todos los efectos ambientales adversos asociados a la unidad funcional. De una forma genérica se denominarán estos efectos ambientales como "carga ambiental". Esta se define como la salida o entrada de materia o energía de un sistema causando un efecto ambiental negativo. Con esta definición se incluyen tanto las emisiones de gases contaminantes, como los efluentes de aguas, residuos sólidos, consumo de recursos naturales, ruidos, radiaciones, olores, etc. Cuando se trabaje con sistemas que impliquen varios productos, en esta fase se procede a asignar los flujos de materia y energía así como las emisiones al medio ambiente asociadas a cada producto o subproducto.

Durante la fase de análisis del inventario del ciclo de vida (LCI) de un LCA, se realiza la recopilación de datos y el modelado de los flujos hacia, desde y dentro de los sistemas de productos. Esto debe estar en línea con la definición del objetivo y (en la medida de lo posible) cumplir con los requisitos derivados de la definición del alcance. El resultado de LCI es una lista de flujos elementales cuantificados que cruzan el límite del sistema del ciclo de vida estudiado y se utiliza como entrada para la siguiente fase de LCIA.

Por lo general, el análisis de LCI es la fase que requiere la mayor cantidad de esfuerzos y recursos por parte del profesional de LCA, y rara vez es prácticamente posible recopilar datos de la más alta calidad para todos los procesos de LCI debido al alto costo irrazonable que implicaría.

Normalmente se necesitan varias iteraciones entre la fase LCI y LCIA para cumplir con el objetivo del estudio, y cada iteración proporciona información sobre qué datos de inventario son los más importantes para los resultados de LCA.

Su principal resultado es una tabla de inventario que enumera las entradas y salidas cuantificadas al medio ambiente asociadas a la unidad funcional, en términos de kg de dióxido de carbono, mg de fenol, kg de mineral de hierro, metros cúbicos de gas natural, etc.

4.2.3 Análisis del Impacto (AICV)

Tomando el inventario del ciclo de vida como punto de partida, la evaluación de impacto traduce los flujos físicos y las intervenciones del sistema del producto en impactos sobre el medio ambiente utilizando conocimientos y modelos de la ciencia ambiental. La evaluación de impacto consta de cinco elementos, de los cuales los tres primeros son obligatorios según la norma ISO 14040:

1. Selección de categorías de impacto representativas de los parámetros de evaluación que se eligieron como parte de la definición del alcance. Para cada categoría de impacto, se elige un indicador representativo junto con un modelo ambiental que se puede utilizar para cuantificar el impacto de los caudales elementales sobre el indicador.
2. Clasificación de los flujos elementales del inventario asignándolos a categorías de impacto según su capacidad de contribuir impactando el indicador elegido.
3. Caracterización utilizando modelos ambientales para la categoría de impacto para cuantificar la habilidad de cada uno de los flujos elementales asignados para impactar al indicador de la categoría. Las puntuaciones de impacto caracterizadas resultantes se expresan en una métrica común para la categoría de impacto. Esto permite la agregación de todas las contribuciones en una puntuación, que representa el impacto total que tiene el sistema de productos para esa categoría. La recopilación de puntajes de indicadores agregados para las diferentes categorías de impacto (cada una expresada en su propia métrica) constituye el perfil de impacto caracterizado del sistema de productos.
4. La normalización se utiliza para informar sobre la magnitud relativa de cada una de las puntuaciones caracterizadas para las diferentes categorías de impacto expresándolas en relación con un conjunto común de impactos de referencia: un impacto de referencia por categoría de impacto. A menudo, el impacto de fondo de la sociedad se utiliza como referencia. El resultado de la normalización es el perfil de impacto normalizado del sistema de productos en el que todas las puntuaciones de los indicadores de categoría se expresan en la misma métrica.
5. La agrupación o la ponderación respalda la comparación entre las categorías de impacto agrupándolas y posiblemente clasificándolas de acuerdo con su gravedad percibida, o ponderándolas utilizando factores de

ponderación que para cada categoría de impacto dan una expresión cuantitativa de la gravedad de la misma en relación con las otras categorías de impacto. La ponderación cuantitativa permite la agregación de todos los puntajes de impacto ponderados en un puntaje de impacto ambiental general para el sistema del producto, lo que puede ser útil cuando los resultados del ACV se utilizan en apoyo de decisiones junto con otra información condensada como los costos económicos de las alternativas.

En la práctica, la fase de Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida (LCIA) está en gran parte automatizada y esencialmente requiere que el profesional elija un método LCIA.

Una vez que se establece el Inventario del ciclo de vida (LCI) que contiene todos los flujos elementales relevantes para el sistema de producto bajo evaluación, la siguiente pregunta a responder será algo como: ¿Cómo comparar 1 g de plomo emitido en el agua con 1 g de CO₂ emitido en el aire? En otras palabras, ¿cómo comparar manzanas con peras? La evaluación del impacto del ciclo de vida es una fase de la LCA que tiene como objetivo evaluar la magnitud de la contribución de cada flujo elemental (es decir, las emisiones o el uso de recursos de un sistema de productos) a un impacto en el medio ambiente. Su objetivo es examinar el sistema del producto desde una perspectiva ambiental utilizando categorías de impacto e indicadores de categoría junto con los resultados del análisis del inventario. Esto proporcionará información útil en la fase de interpretación.

Las normas ISO 14040/14044 (ISO 2006a, b) distinguen los pasos obligatorios y opcionales para la fase LCIA:

Pasos obligatorios:

- Selección de categorías de impacto, indicadores de categoría y modelos de caracterización (en la práctica, normalmente se hace eligiendo un método LCIA ya existente)
- Clasificación (asignación de resultados de LCI a categorías de impacto de acuerdo con sus efectos potenciales conocidos)
- Caracterización (cálculo de los resultados de los indicadores de categoría cuantificando las contribuciones de los flujos de inventario a las diferentes categorías de impacto)

Pasos opcionales:

- Normalización (que expresa los resultados de LCIA en relación con los de un sistema de referencia)
- Ponderación (priorizar o asignar ponderaciones a cada categoría de impacto)
- Agrupación (agregando varios resultados de indicadores de impacto en un grupo)

Es importante tener en cuenta que los impactos que se evalúan en la fase de LCIA deben interpretarse como potenciales de impacto, no como impactos reales, ni como superación de umbrales o márgenes de seguridad, o riesgo, porque son:

- Expresiones relativas de impactos potenciales asociados con el ciclo de vida de un flujo de referencia necesario para soportar una unidad de función (= unidad funcional)
- Basado en datos de inventario que se integran en el espacio y el tiempo y, por lo tanto, a menudo ocurren en diferentes ubicaciones y en diferentes horizontes de tiempo.
- Basado en datos de evaluación de impacto que carecen de información sobre las condiciones específicas del ambiente expuesto (por ejemplo, la exposición concomitante a sustancias de otros sistemas de productos)

4.2.4 Interpretación

La interpretación es la fase de un ACV en la que se combinan los resultados de análisis del inventario con la evaluación de impacto. Los resultados de esta interpretación pueden adquirir la forma de conclusiones y recomendaciones para la toma de decisiones. Permite determinar en que fase del ciclo de vida del producto se generan las principales cargas ambientales y por tanto que puntos del sistema evaluado pueden o deben mejorarse. En los casos de comparación de distintos productos se podrá determinar cual presenta un mejor comportamiento ambiental.

La interpretación debe realizarse teniendo en cuenta la definición del objetivo y el alcance y respetar las restricciones que las opciones de alcance imponen a una interpretación significativa de los resultados, como por ejemplo, debido a supuestos geográficos, temporales o tecnológicos. El análisis de sensibilidad y el análisis de incertidumbre se aplican como parte de la interpretación para guiar el desarrollo de conclusiones a partir de los resultados, evaluar la solidez de las conclusiones e identificar los puntos de enfoque para el trabajo futuro con el fin de fortalecer aún más las conclusiones.

Análisis de ciclo de vida de pozos de shale gas en México

En este capítulo se tratará el tema de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (LCA, por sus siglas en inglés) y el impacto en su aplicación a los impactos en pozos de shale gas mediante fracturamiento hidráulico en México, haciendo su debida comparación con los plays estudiados en la literatura y poniendo especial énfasis en los plays que son análogos a los que se encuentran en México.

En el siglo XXI, asegurar las fuentes de energía y mitigar el calentamiento ha sido ampliamente reconocido como una preocupación a nivel crítico de todo el mundo, particularmente cuando el consumo mundial de combustibles fósiles se ha incrementado dramáticamente, y a pesar de que el crudo se usa en menor proporción para generar energía eléctrica, el uso del gas va en aumento⁶.

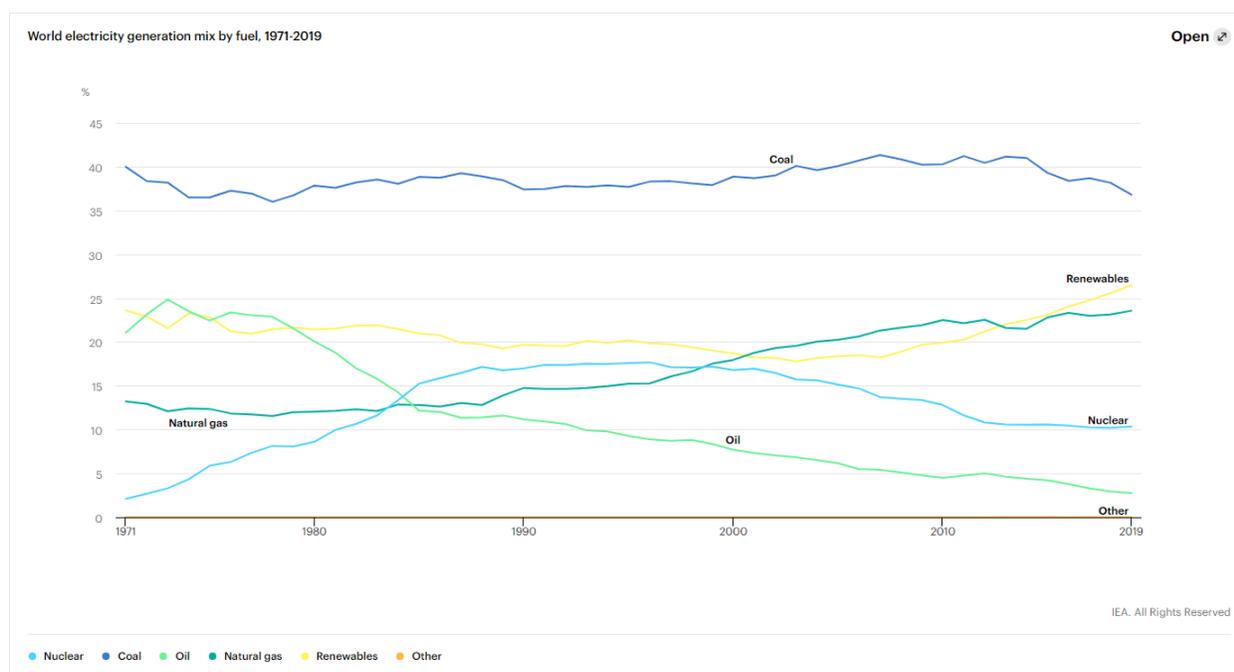
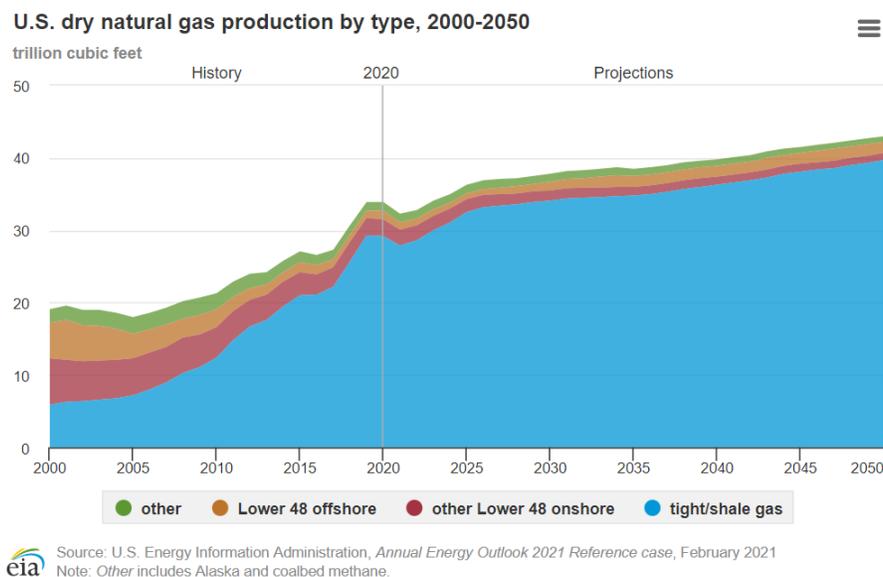


Figura 5.1: Matriz de generación mundial de energía eléctrica

Sin embargo, el shale gas se ha convertido en un recurso energético cada vez más estratégico y prometedor para satisfacer la demanda mundial de energía, tan solo en Estados Unidos, el gas de plays con baja permeabilidad representó el 86% de la producción en 2020, y tiene una tendencia al alza⁵.

Figura 5.2: Producción de gas natural en Estados Unidos⁶

Los efectos secundarios no deseados del shale gas, consisten en una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y grandes cantidades de uso de agua asociados con el fracturamiento hidráulico, y a consecuencia se han planteado cambios ambientales y económicos para su desarrollo sostenible. Más importante aún, es universalmente conocido que se requieren grandes cantidades de agua para la fracturación hidráulica durante el proceso de producción de shale gas.

Por lo anterior, el rápido desarrollo del shale gas sigue siendo controvertido, debido principalmente a los crecientes debates sociales y ambientales sobre las emisiones de GEI asociadas, así como la contaminación del agua. En consecuencia, el control de las emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación y el reciclaje de los flujos de desechos se convierten naturalmente en el énfasis de los objetivos de los tomadores de decisiones.

Por lo tanto, es importante tomar decisiones eficientes de manera integral para la cadena de suministro de shale gas, donde las preocupaciones ambientales, económicas y energéticas deben incorporarse simultáneamente en los procesos de toma de decisiones, especialmente por la importancia de este hidrocarburo como parte de una transición energética y porque se pueden tomar decisiones desde antes de comenzar una etapa de desarrollo en la que se tengan actividades petroleras de forma intensiva, procurando el menor impacto ambiental posible desde una perspectiva de política energética.

En el transcurso del presente trabajo se consultaron diversas fuentes bibliográficas en conjunto con la obtención de información a través del convenio UNAM-CNH para generar un conjunto de datos lo más cercano a la realidad y representativos. En el capítulo anterior se describieron las fases que conforman la metodología de ACV conforme a la norma ISO 14040: A continuación se describen estas fases acopladas a este estudio.

5.0.1 Objetivo del estudio

El objetivo principal de este estudio es aplicar la metodología de análisis del ciclo de vida para evaluar los impactos ambientales potenciales del ciclo de vida de la perforación de pozos en yacimientos no convencionales en México que puedan ser comparables con resultados existentes en pozos de similares características, para los cuales los pozos en Estados Unidos del play de Eagle Ford son buenos candidatos.

Se realizó una búsqueda exhaustiva en la literatura actualizada con vistas a generar el inventario de ciclo de vida del sistema, las muestras de datos utilizados con respecto a las emisiones de este estudio por su naturaleza son de carácter estrictamente confidencial y no se harán públicos los datos asociados a los pozos, sin embargo, se mencionan los datos más importantes para la realización de este estudio. Fue necesario el uso de datos adicionales para la realización del análisis del inventario, estos datos se tomaron de la metodología OPGEE model v2.0³⁶ que estimó

emisiones a partir de 1,540 pozos activos de gas.

5.1 Alcance

El alcance de la investigación se adaptó de acuerdo a la información recopilada. En el presente estudio se consideran los límites del sistema desde “la cuna hasta la tumba”, de un pozo de shale gas, dado que contempla desde su perforación hasta su puesta en producción, contemplando los hidrocarburos gaseosos y líquidos a producir en toda su vida.

5.2 Vida útil

La vida útil del sistema se considera de 30 años⁴⁰. Esta cifra aparece reportada en la literatura, y tal como lo define la EIA⁵², la recuperación final estimada (EUR) es “la suma de la producción pasada real del pozo, según lo informado en los datos, y una estimación de la producción futura basada en la curva de disminución de producción ajustada durante un período de 30 años de vida útil del pozo” es congruente para los fines de este trabajo.

5.3 Límites del sistema

El sistema analizado en el presente estudio se ha definido considerando 5 etapas del ciclo de vida, entre las que se incluyen:

- **Perforación y desarrollo:** Las operaciones de perforación y desarrollo dan como resultado una variedad de emisiones. La perforación de pozos y la instalación de equipos de producción dan como resultado el uso de energía en el sitio (p. ej., torre y otros equipos de construcción), así como el uso indirecto de energía fuera del sitio (p. ej., energía incorporada consumida para fabricar la tubería de revestimiento del pozo). La perforación y el desarrollo también tienen como resultado impactos en el uso de la tierra, que pueden liberar carbono biogénico de ecosistemas y suelos perturbados. Además, pueden ocurrir emisiones fugitivas durante el proceso de perforación.
- **Extracción y producción:** El proceso de producción y extracción transporta los fluidos del yacimiento desde el yacimiento a la superficie. Las emisiones de la producción y extracción de petróleo crudo provienen principalmente de la quema de combustible para la extracción e inyección, junto con otras fuentes más pequeñas, como las emisiones fugitivas de los pozos.
- **Procesamiento en superficie:** El procesamiento de hidrocarburos crudo en la superficie incluye todos los pasos de producción necesarios después de extraer los hidrocarburos del subsuelo y antes de transportarlo a la refinería. Esto incluye la separación de petróleo, condensado, agua y gas, el tratamiento y la estabilización del petróleo crudo y el tratamiento del gas producido.
- **Mantenimiento:** Las emisiones del mantenimiento incluyen venteo y fugitivos asociados con purgas de compresores, reparación y limpieza de pozos, limpieza y reparación de separadores, y mantenimiento y limpieza de tuberías de recolección. Se asume que otras emisiones de mantenimiento están por debajo del límite significativo y no están incluidas.
- **Transporte de hidrocarburos:** El transporte de hidrocarburos incluye todas las actividades asociadas con el traslado de hidrocarburos crudo desde una instalación de producción hasta una refinería o centro de procesamiento. En el caso del transporte terrestre, generalmente se trata de un transporte por tubería hasta la refinería. En el caso del comercio intercontinental, el petróleo crudo se transporta a un muelle de carga, se carga en un camión cisterna o barcaza, se transporta en barco por agua, se descarga en el destino y finalmente se transporta a una refinería. Las emisiones del transporte se producen por el consumo de energía de los equipos de transporte y por las emisiones fugitivas de las operaciones de carga y descarga.

5.4 Hipótesis y limitaciones

Se plantea la hipótesis de que es posible mediante el análisis de ciclo de vida de un pequeño campo de pozos no convencionales, calcular sus impactos ambientales potenciales basados en la gran cantidad de información existente

en la literatura al respecto y en los datos obtenidos de los pozos ya perforados en estos plays en México.

Una de las limitaciones principales fue la obtención de datos específicos de inventario de ciclo de vida de México, y ya que se tiene la herramienta para visualizar los datos de inventario de Estados Unidos mediante la metodología OPGEE model v2.0³⁶, se consideraron válidos para el estudio, ya que la cercanía de pozos en Eagle Ford con respecto a la frontera en México es un factor importante a considerar. De igual manera, es más fácil comparar resultados si se tienen datos y metodologías similares y si la diferencia entre ambos resultados está en términos de las características de los pozos a perforar, ya que esa información sí se tiene disponible gracias a la colaboración UNAM-CNH.

5.5 Consideraciones

- Se excluyeron materiales que se consideraron no significativos para el estudio; materiales como computadoras, ventanas, puertas, pernos, tornillos, madera, pintura, etc.
- Se asume una vida útil de 30 años para la EUR del pozo.
- No se considera disposición de agua en específico, solamente la perforación de 5 pozos de disposición.

5.6 Análisis y tratamiento de datos

Uno de los factores más importantes para tener resultados con un nivel de certidumbre razonable es mediante el análisis de datos, ya que los datos que se entreguen al modelo serán el insumo para obtener resultados a analizar.

Para determinar si un dato se utilizaría como insumo para el modelo, se comparó con datos de estadística descriptiva, de tal manera que si el dato no se encontraba dentro del rango de desviación estándar de una distribución normal para una simulación Monte Carlo para cada variable, se desecharía el dato para tomar uno de la literatura en lugar de reportes e informes.

5.7 Descripción del análisis de inventario

Para la información de disponibilidad de datos para el inventario de ciclo de vida correspondiente al sistema de primer plano, se ha obtenido de la información de libre acceso.

En las figuras 5.3 a 5.9 se muestran los datos específicos obtenidos mediante la información de CNH, utilizada para el modelo, y cabe recalcar que se detallará a un nivel mayor el análisis para la construcción del pozo, ya que es la base sobre la cual se harán recomendaciones en términos operativos y regulatorios:

5.7.1 Materiales para el pozo tipo

Comenzando por la composición del gas, en la figura 5.3 se muestra la composición para los pozos con datos:

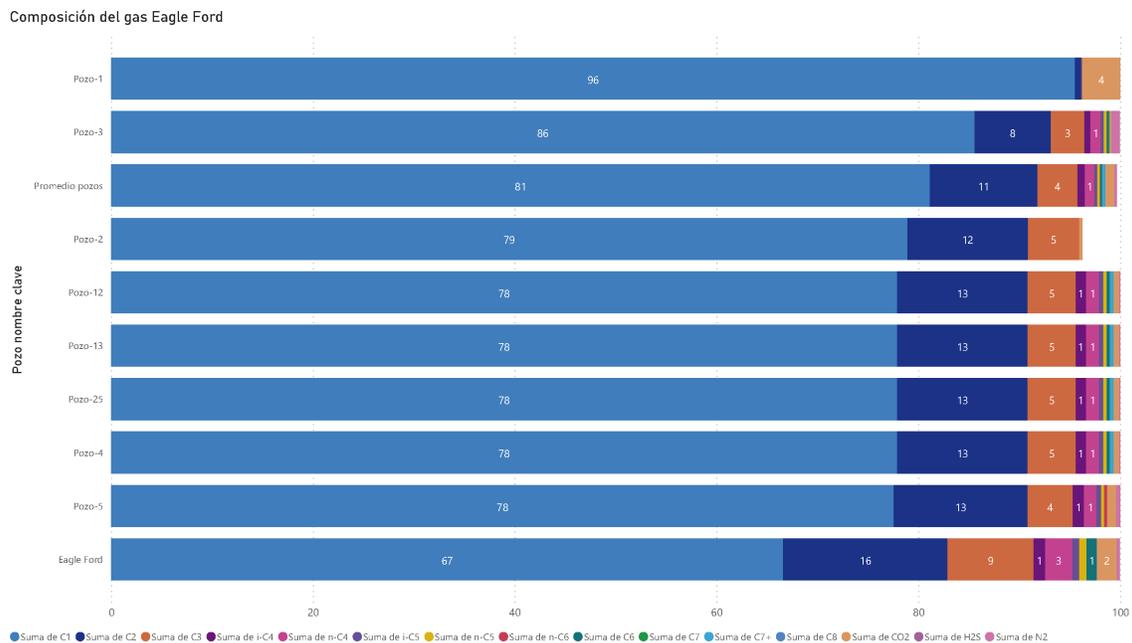


Figura 5.3: Composición del gas en pozos de shale gas en México (promedio de Eagle Ford de EU último dato)

La figura 5.4 muestra el uso de agua empleado para perforar pozos en México, y si bien el consumo de agua es grande, se están desarrollando tecnologías que pueden reducir significativamente su uso, como su tratamiento para reciclado, uso de geles o perforación con aire⁶⁷:

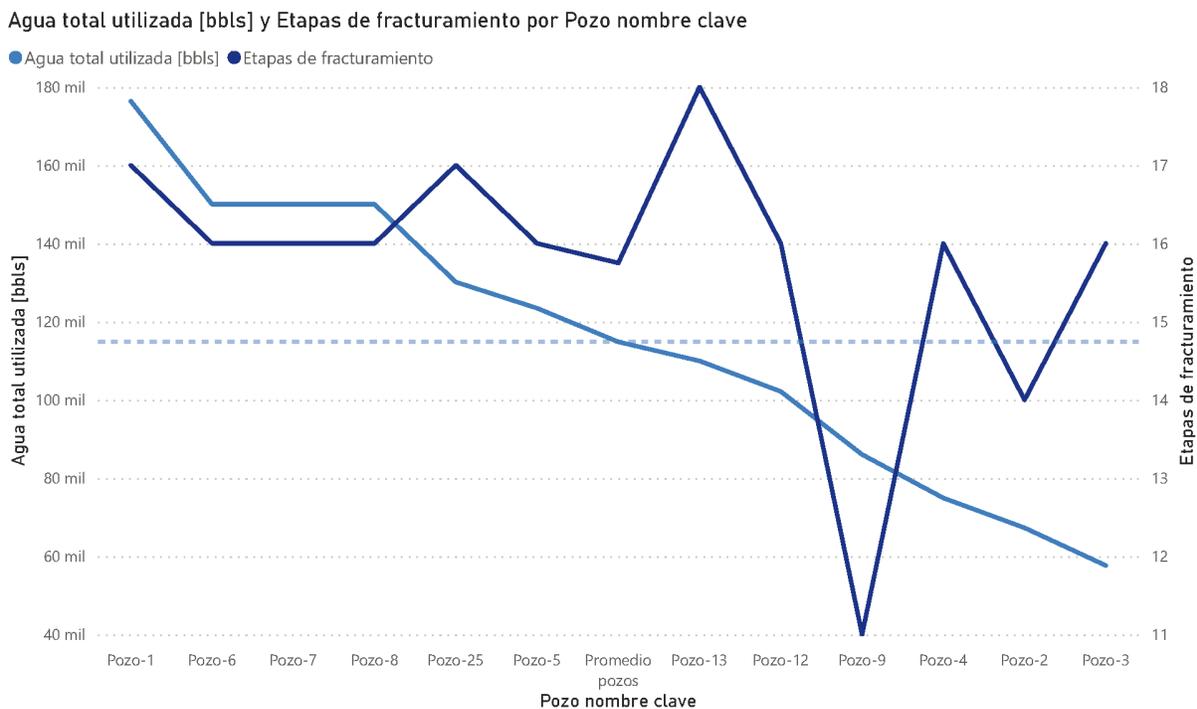


Figura 5.4: Uso de agua para perforación de un pozo de shale gas en México)

5. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE POZOS DE SHALE GAS EN MÉXICO

La figura 5.5 muestra el uso de arena como apuntalante en libras y en sacos empleado para perforar pozos en México:

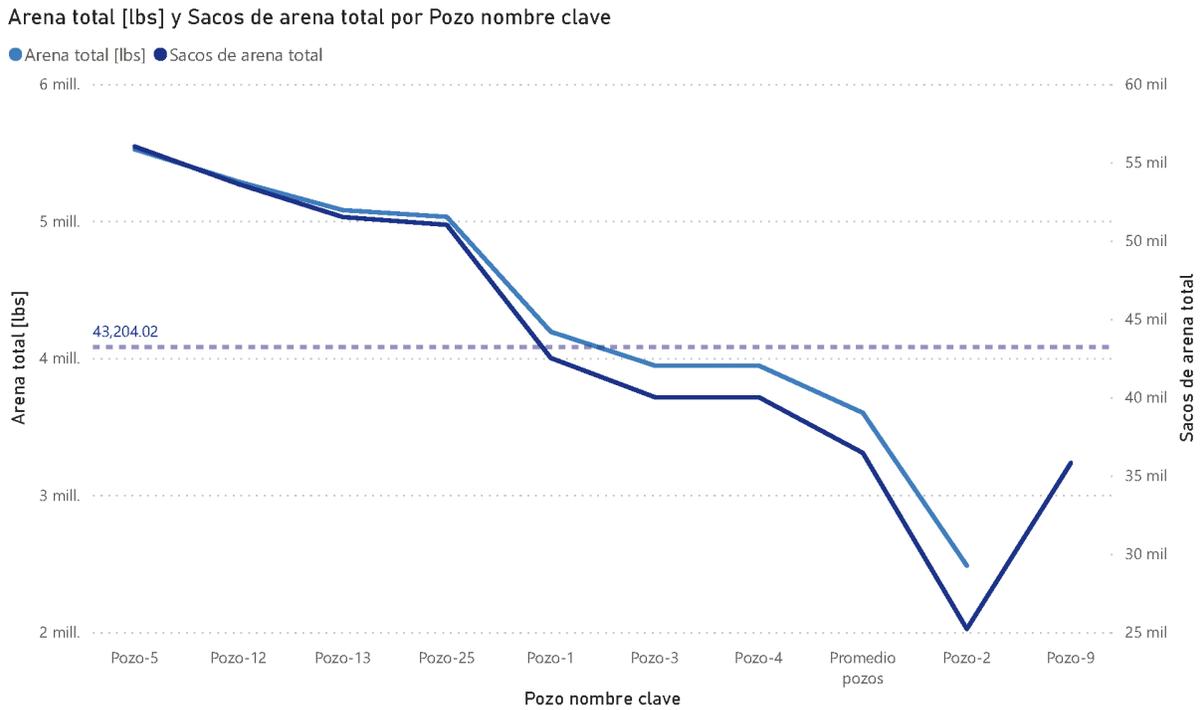


Figura 5.5: Uso de arena como apuntalante para perforación de un pozo de shale gas en México)

Para los datos de tubería, se muestran en la figura 5.6 a 5.9

Tubería conductora:

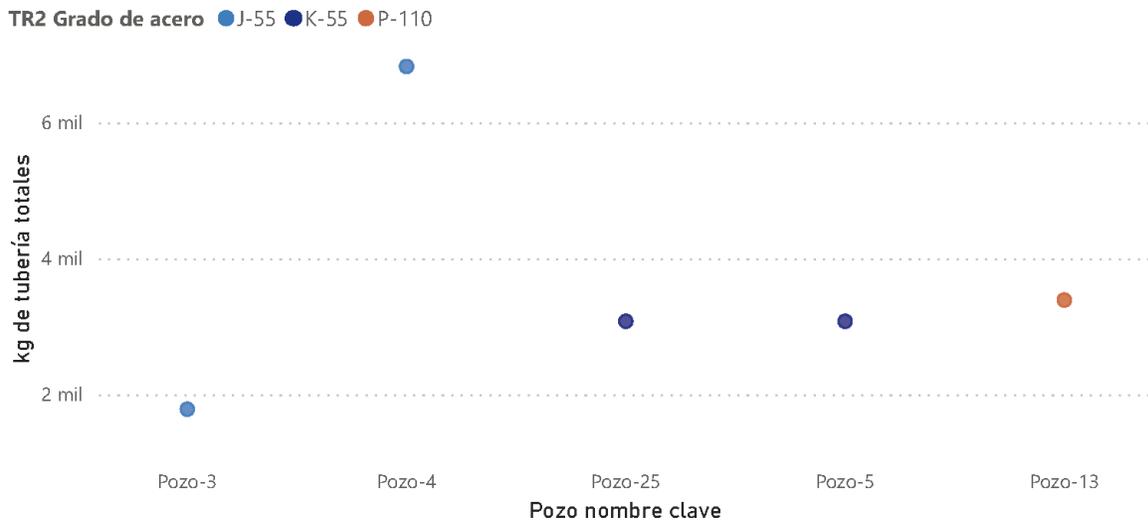


Figura 5.6: Peso total de tubería conductora

Tubería superficial:

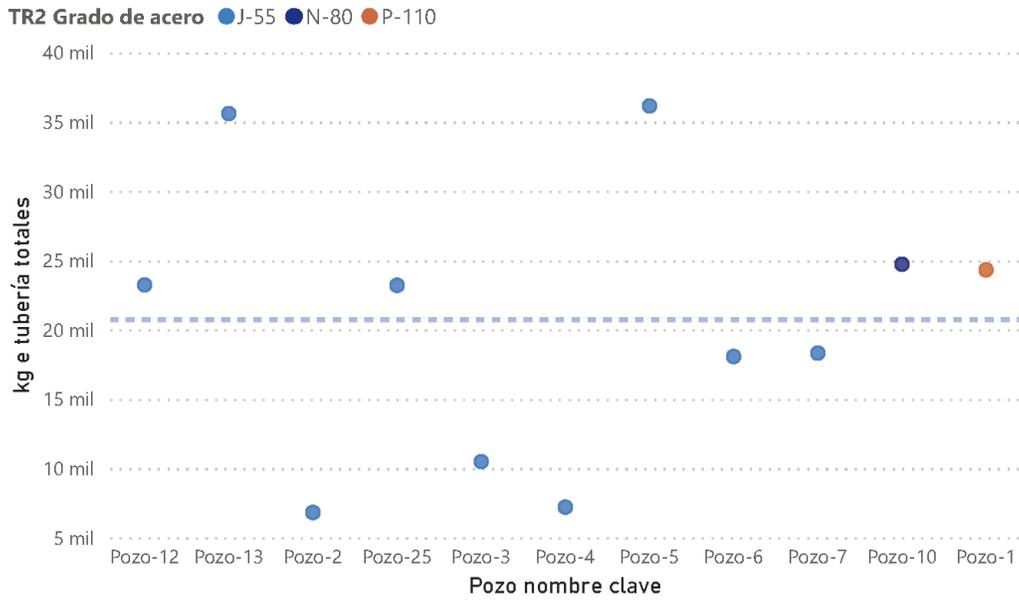


Figura 5.7: Peso total de tubería superficial

Tubería intermedia:

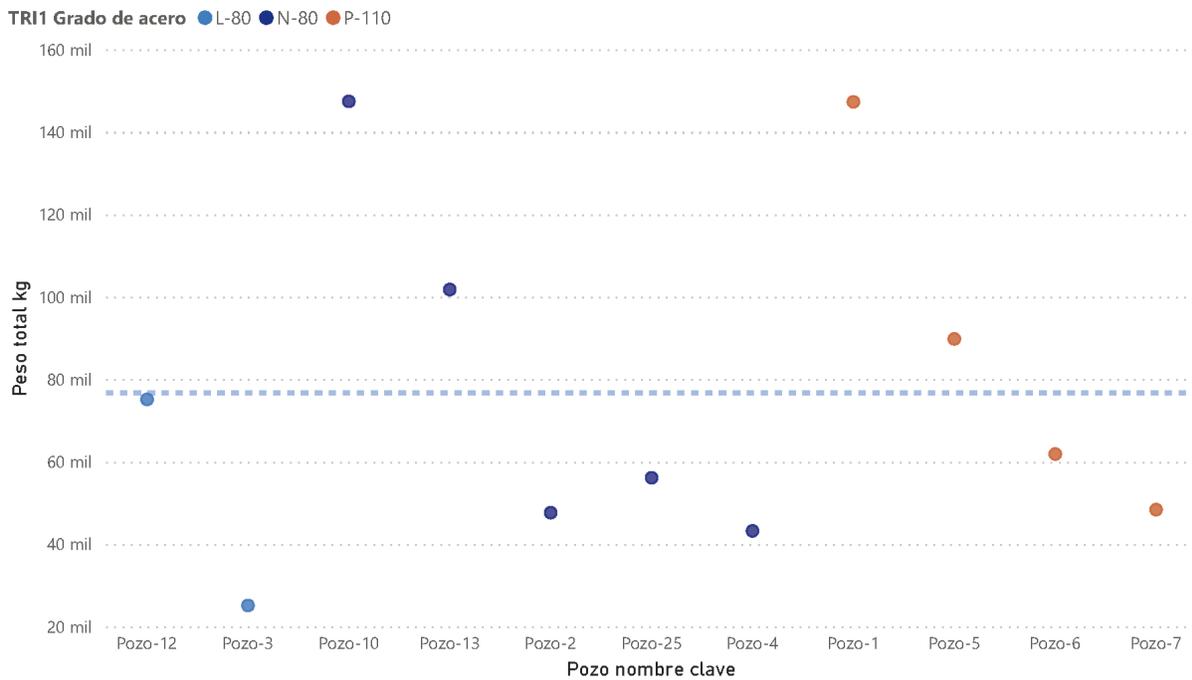


Figura 5.8: Peso total de tubería intermedia

Tubería de producción:

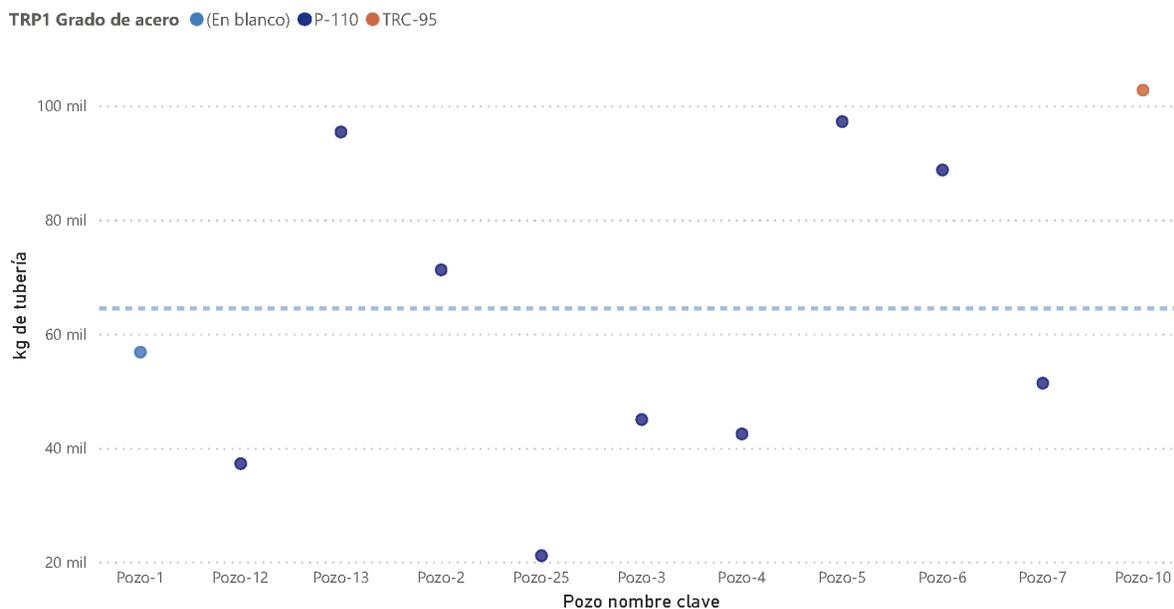


Figura 5.9: Peso total de tubería de producción

5.7.2 Análisis de pozo

En esta sección se hará el cálculo de las emisiones por la perforación del pozo, ya que en términos regulatorios se harán recomendaciones resultado de este análisis y del proceso que tenga más emisiones.

Para las emisiones de Gases de Efecto Invernadero e intensidad de energía en los materiales, se eligió utilizar el inventario de Ecoinvent:

Material	Selected values		Selected values (SI)	
	Embodied emissions (gCO ₂ e/lb)	Embodied energy (MMBtu/lb)	Embodied emissions (gCO ₂ /kg)	Embodied energy (MJ/kg)
Barite	128.1570	0.001453	282.4580	3.3784
Bentonite clay	14.2793	0.000193	31.4716	0.4480
Deisel drilling fluid additive	279.6733	0.004346	616.4000	10.1050
Portland cement	556.7069	0.002358	1,226.9821	5.4831
Sand	1.9950	0.000023	4.3970	0.0546
Steel, low alloy	1,246.7580	0.011933	2,747.8545	27.7475
Steel, unalloyed	1,032.9887	0.009520	2,276.7072	22.1366
Iron ore (hematite)	2.7155	0.000031	5.9849	0.0730

Tabla 5.1: GEI equivalentes por el material de perforación

En la Tabla 5.2 se muestra la configuración elegida para el pozo tipo a ser replicado: Con esas longitudes y grados de tubería, es posible establecer el peso de cada tramo del pozo tipo:

Casing section	Casing diam (in)	Hole diam (in)	Length (ft)
Conductor 1	30.00	36.00	100.00
Conductor 2	20.00	26.00	485.00
Surface casing	10.75	14.75	6,063.00
Intermediate casing	7.63	9.50	9,858.00
Production tubing	4.50	6.50	15,610.00

Tabla 5.2: Configuración del pozo tipo para el análisis

Tubería	lbm/ft
Conductor 1	168.06
Conductor 2	94.00
Surface casing	50.12
Intermediate casing	28.80
Production tubing	11.28

Tabla 5.3: Peso de las Tuberías del Pozo

De lo anterior, se tiene que la masa de acero para la perforación de un pozo es de 826169.12 libras, o 371,776 kg. Suponiendo que el pozo tipo tiene 4757.928 metros desarrollados, implica que en total se requieren 52.9 [lb/ft] de acero. Si lo anterior se aplica a 8 pozos de Desarrollo y 5 pozos inyectores, se tiene que la masa de acero para todo el campo es de 4,920,972.52 [lb], que es la suma de 3,028,290.78 [lb] para pozos de Desarrollo y 1,892,681.74 [lb] para pozos inyectores (de disposición).

Para el cemento, se hicieron los siguientes cálculos volumétricos:

Casing section	Casing diam (in)	Hole diam (in)	Length (ft)	Volume of void space (ft ³ /ft)	Volume of cement required (ft ³)	Volume of wellbore (ft ³)
Conductor 1	30.00	36.00	100.00	2.160	377.973	706.858
Conductor 2	20.00	26.00	485.00	1.505	1,277.663	1,419.498
Surface casing	10.75	14.75	6,063.00	0.556	5,902.734	6,618.963
Intermediate casing	7.63	9.50	9,858.00	0.175	183.886	1,868.041
Production tubing	4.50	6.50	15,610.00	0.120	-	-

Tabla 5.4: Cálculo de volúmenes de cemento

De manera similar al peso de las tuberías, se estimó la longitud específica del cemento a utilizar en 0.5 [ft^3/ft]. Esto da un total de 28378.9 ft^3 y 17736.8 ft^3 de cemento para los pozos de Desarrollo y de disposición, respectivamente.

Lodo de perforación

Para el lodo de perforación se determinó un volumen de campo para 8 pozos de 51496.1 ft^3 en pozos de desarrollo y 32185.0 ft^3 en pozos de disposición. Se tomó la composición de la tabla siguiente para considerar los materiales:

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad del lodo	14.02	lb/galón Fluido de perforación
Agua	6.18	lb por galón Fluido de perforación
	1.00	Volumen por galón agua (gal)
	8.34	Densidad (lb/gal)
Bentonita	2.01	lb por galón Fluido de perforación
	0.13	Volumen por galón agua (gal)
	21.70	Densidad (lb/gal)
Barita	5.83	lb por galón Fluido de perforación
	0.23	Volumen por galón agua (gal)
	35.00	Densidad (lb/gal)
Diesel	-	lb por galón Fluido de perforación
	-	Volumen por galón agua (gal)
	6.76	Densidad (lb/gal)
Cloruro de Calcio	-	lb por galón Fluido de perforación
	-	Volumen por galón agua (gal)
	17.43	Densidad (lb/gal)

Tabla 5.5: Composición de lodo de perforación

Y de acuerdo con los materiales de la Tabla 5.7.2, la masa de materiales para el fluido de perforación es la siguiente:

Material	Masa [lb]
Masa de lodo requerido	8,789,010.18
Masa de agua requerida	3,872,690.26
Masa de Bentonita requerida	1,561,019.83
Masa de barita requerida	3,656,766.88

Tabla 5.6: Masa de componentes del fluido de perforación

Materiales para el fracturamiento.

Los materiales considerados para el fracturamiento son los siguientes:

Material	Cantidad	Unidades
Agua para fracturar requerida por pozo	4,822,569.50	galón/pozo
Agua para fracturar requerida por campo	321,761,837.04	lb agua por campo
Consumo de apuntalante por galón de agua	1.33	lb arena/galón de agua
Consumo de apuntalante (campo)	6,414,017.44	lb arena por campo

Tabla 5.7: Cantidad de agua y apuntalante para el fracturamiento

El resumen de resultados para la perforación se puede ver en la tabla 5.8:

Materiales de entrada requeridos	Cantidad	Unidades
Total acero	7,493,287.58	lb acero por campo
Total cemento	46,115.77	ft3 cemento por campo
Total lodo de perforación	8,789,010.18	lb lodo de perforación por campo
Total arena como obturante	6,414,017.44	lb arena por campo
Total Agua para fracturar	4,822,569.50	galón de agua para fracturar por campo
Emisiones de los materiales	Cantidad	Unidades
Emisiones de acero	9,342,315,912.89	gCO ₂ e por campo
Emisiones de cemento	1,687,274,258.42	gCO ₂ e por campo
Emisiones de lodo de perforación	490,930,563.39	gCO ₂ e por campo
Emisiones de arena como obturante	12,796,051.23	gCO ₂ e por campo
Emisiones de Agua para fracturar	-	gCO ₂ e por campo
Emisiones de transporte de materiales	1,037,240,240.59	gCO ₂ e por campo
Emisiones incorporadas totales	Cantidad	Unidades
Emisiones per bbl of aceite crudo	1,964.15	gCO ₂ e/bbl
Emisiones per MJ of aceite crudo	0.36	gCO ₂ e/MJ
Uso de energía en los materiales	Cantidad	Unidades
Uso de energía de acero	89,415.31	MMBtu por campo
Uso de energía de cemento	7,158.60	MMBtu por campo
Uso de energía de lodo de perforación	5,613.49	MMBtu por campo
Uso de energía de arena como obturante	150.63	MMBtu por campo
Uso de energía de Agua para fracturar	-	MMBtu por campo
Uso de energía in transporte de materiales	13,187.83	MMBtu por campo

Tabla 5.8: Resumen de emisiones y uso energético por perforación de pozo

5.7.3 Análisis de venteo, quema y emisiones fugitivas.

Dado que es el proceso con mayor impacto, se desglosará el análisis de venteo, quema y emisiones fugitivas:

Emisiones por venteo:

En la tabla siguiente se ven las emisiones por venteo, en donde PCA y PCB implican los valores altos y bajos de Poder Calorífico, respectivamente.

Fuente	Propiedad	CO2	CH4
Deshidratador de gas	Peso (g/d)	283.14	26,165.71
	Volumen (scf/d)	5.35	1,361.85
	PCA (Btu/d)	-	1,379,558.57
	PCB (Btu/d)	-	1,243,373.12
Unidad AGR	Peso (g/d)	17,104,720.24	-
	Volumen (scf/d)	323,325.00	-
	PCA (Btu/d)	-	-
	PCB (Btu/d)	-	-
Reparaciones menores y mayores	Peso (g/d)	919.56	6,592.43
	Volumen (scf/d)	17.38	343.12
	PCA (Btu/d)	-	347,578.90
	PCB (Btu/d)	-	313,267.07
Compresores	Peso (g/d)	871.94	16,383.61
	Volumen (scf/d)	16.48	852.72
	PCA (Btu/d)	-	863,808.09
	PCB (Btu/d)	-	778,535.82
Líneas de recolección	Peso (g/d)	7,553.82	6,789.55
	Volumen (scf/d)	142.79	353.38
	PCA (Btu/d)	-	357,971.62
	PCB (Btu/d)	-	322,633.85
Controladores neumáticos	Peso (g/d)	15,387.89	275,600.47
	Volumen (scf/d)	290.87	14,344.26
	PCA (Btu/d)	-	14,530,733.54
	PCB (Btu/d)	-	13,096,307.72
Bombas neumáticas de inyección de químicos	Peso (g/d)	1,770.10	31,677.31
	Volumen (scf/d)	33.46	1,648.72
	PCA (Btu/d)	-	32,089,113.80
	PCB (Btu/d)	-	1,505,279.68
Total	Peso (g/d)	17,131,506.69	363,209.09
	Volumen (scf/d)	323,831.34	18,904.05
	PCA (Btu/d)	-	49,568,764.53
	PCB (Btu/d)	-	17,259,397.27

Tabla 5.9: Emisiones por venteo calculadas

Para el caso de emisiones en tanques de almacenamiento, se tienen los siguientes resultados:

Source	Propiedad	CO2	CH4
Storage tanks	Peso (g/d)	-	170,383.52
	Volumen (scf/d)	-	8,868.00
	PCA (Btu/d)	-	8,983,284.85
	PCB (Btu/d)	-	8,096,484.77
Total	Peso (g/d)	-	170,383.52
	Volumen (scf/d)	-	8,868.00
	PCA (Btu/d)	-	8,983,284.85
	PCB (Btu/d)	-	8,096,484.77

Tabla 5.10: Venteo por emisiones fugitivas en tanques de almacenamiento

Emisiones fugitivas

La tabla 5.11 tiene el cálculo de emisiones fugitivas en diferentes partes de los procesos seleccionados:

Fuente	Propiedad	CO2	CH4
Pozos activos	Peso (g/d)	314.77	2,302.78
	Volumen (scf/d)	5.95	119.85
	PCA (Btu/d)	-	121,411.46
	PCB (Btu/d)	-	109,426.12
Contrapozo	Peso (g/d)	-	3,730.48
	Volumen (scf/d)	-	194.16
	PCA (Btu/d)	-	196,685.25
	PCB (Btu/d)	-	177,269.14
Deshidratador de gas	Peso (g/d)	329.06	7,508.99
	Volumen (scf/d)	6.22	390.82
	PCA (Btu/d)	-	395,903.15
	PCB (Btu/d)	-	356,820.90
Unidad eliminación de gas ácido de amina	Peso (g/d)	-	35,438.29
	Volumen (scf/d)	-	1,844.47
	PCA (Btu/d)	-	1,868,445.07
	PCB (Btu/d)	-	1,683,998.37
Líneas de recolección	Peso (g/d)	889.62	2,358.72
	Volumen (scf/d)	16.82	122.76
	PCA (Btu/d)	-	124,360.81
	PCB (Btu/d)	-	112,084.33
Separadores	Peso (g/d)	45.68	705.99
	Volumen (scf/d)	0.86	36.75
	PCA (Btu/d)	-	37,222.69
	PCB (Btu/d)	-	33,548.19
Sumps and pits	Peso (g/d)	-	1,353.31
	Volumen (scf/d)	-	70.44
	PCA (Btu/d)	-	71,351.61
	PCB (Btu/d)	-	64,308.02
Componentes	Peso (g/d)	-	52,369.79
	Volumen (scf/d)	-	2,725.71
	PCA (Btu/d)	-	2,761,139.95
	PCB (Btu/d)	-	2,488,569.37
Total	Weight (g/d)	1,579.13	105,768.34
	Volume (scf/d)	29.85	5,504.96
	HHV (Btu/d)	-	5,576,519.99
	LHV (Btu/d)	-	5,026,024.43

Tabla 5.11: Emisiones fugitivas en diferentes procesos del análisis

5.8 Evaluación de impactos ambientales

La etapa de evaluación de impactos ambientales es la encargada de asociar los datos obtenidos del inventario con las categorías de impacto seleccionadas, indicadores de categoría y modelos de caracterización. Los datos resultantes del inventario se asignan a cada categoría de clasificación De acuerdo a el impacto ambiental esperado.

El método seleccionado para realizar la evaluación de impactos ambientales fue el de Potencial de Calentamiento Global (o GWP, por sus siglas en inglés), ya que contabiliza los equivalentes de dióxido de carbono traducido a la unidad funcional, que son los gramos de CO_2eq por cada MJ de energía extraído por barril.

En el siguiente capítulo se discuten los resultados obtenidos en el ACV del pozo.

5.9 Resultados y análisis

En este apartado se presentan los resultados de la evaluación de los impactos ambientales del ciclo de vida (EICV) obtenidos en el trabajo. Los resultados están referenciados a la unidad funcional de 1 MJ.

Para la segunda sección, se muestran las comparaciones entre los datos del modelo con datos de Estados Unidos y el modelo con datos de pozos perforados en México, además de la comparación y visualización con análisis de sensibilidad para ciertas variables que se consideran de impacto o de gran variabilidad.

5.9.1 Caso Base

Los resultados del caso base se muestran a continuación:

Emisiones GEI [gCO ₂ eq/MJ]	
Caso	Caso Base
Exploración	0.005
Perforación	1.088
Producción	0.083
Procesamiento	1.466
Emisiones fugitivas y venteo	6.210
Misc.	0.500
Transporte	0.036
Emisiones fuera de sitio	0.411
Emisiones netas de ciclo de vida	9.794

Tabla 5.12: Resultados de caso base

La gráfica de las aportaciones por cada proceso se muestra en la Figura 5.10:

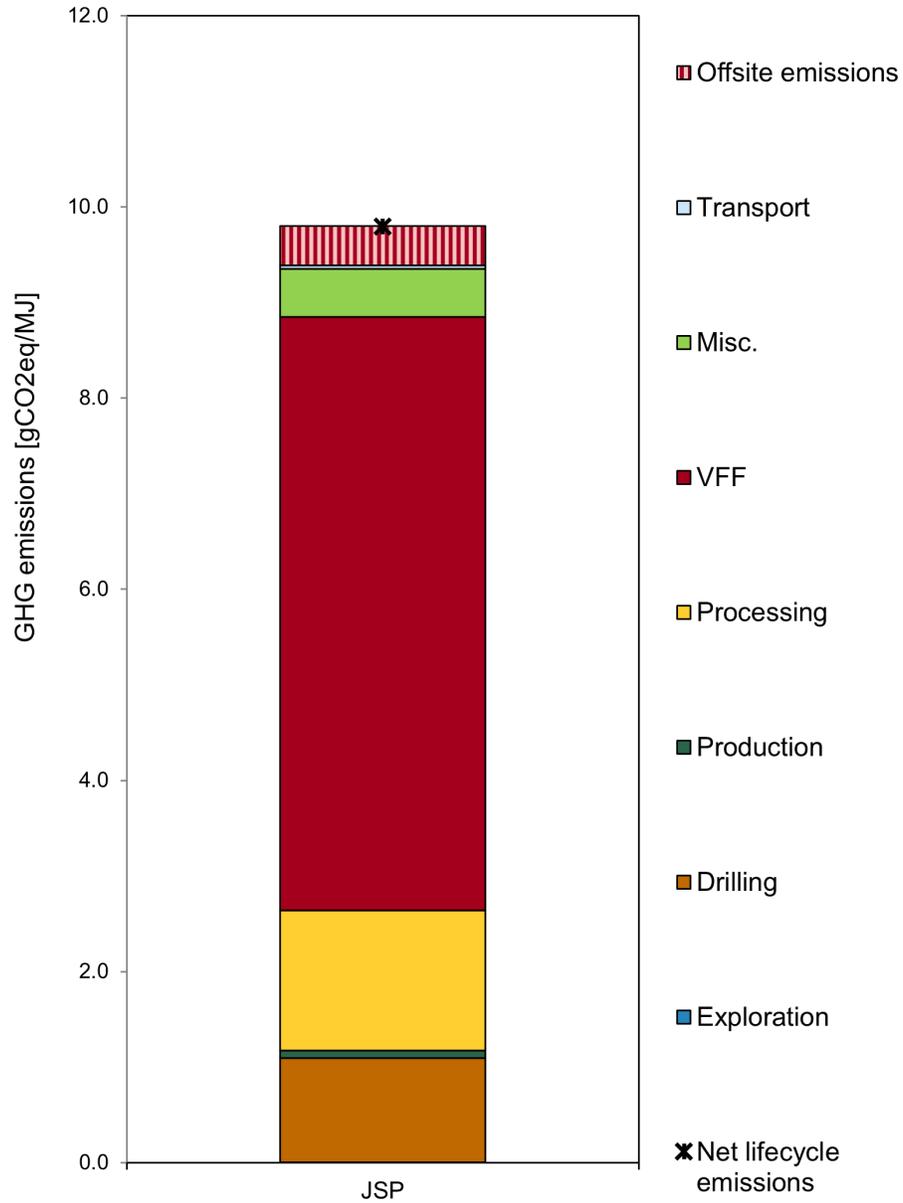


Figura 5.10: Resultados de emisiones por proceso

5.9.2 Caso Estados Unidos

Con los datos del modelo OPGEE, fue posible establecer con datos de EEUU un parámetro para comparar. Los resultados para este caso se muestran en la Tabla 5.13

Emisiones GEI [gCO ₂ eq/MJ]	
Caso	EEUU
Exploración	0.003
Perforación	1.263
Producción	0.925
Procesamiento	0.705
Emisiones fugitivas y venteo	4.611
Misc.	0.500
Transporte	0.943
Emisiones fuera de sitio	- 0.527
Emisiones netas de ciclo de vida	8.421

Tabla 5.13: Resultados del caso EEUU

La gráfica de las aportaciones por cada proceso se muestra en la Figura 5.11

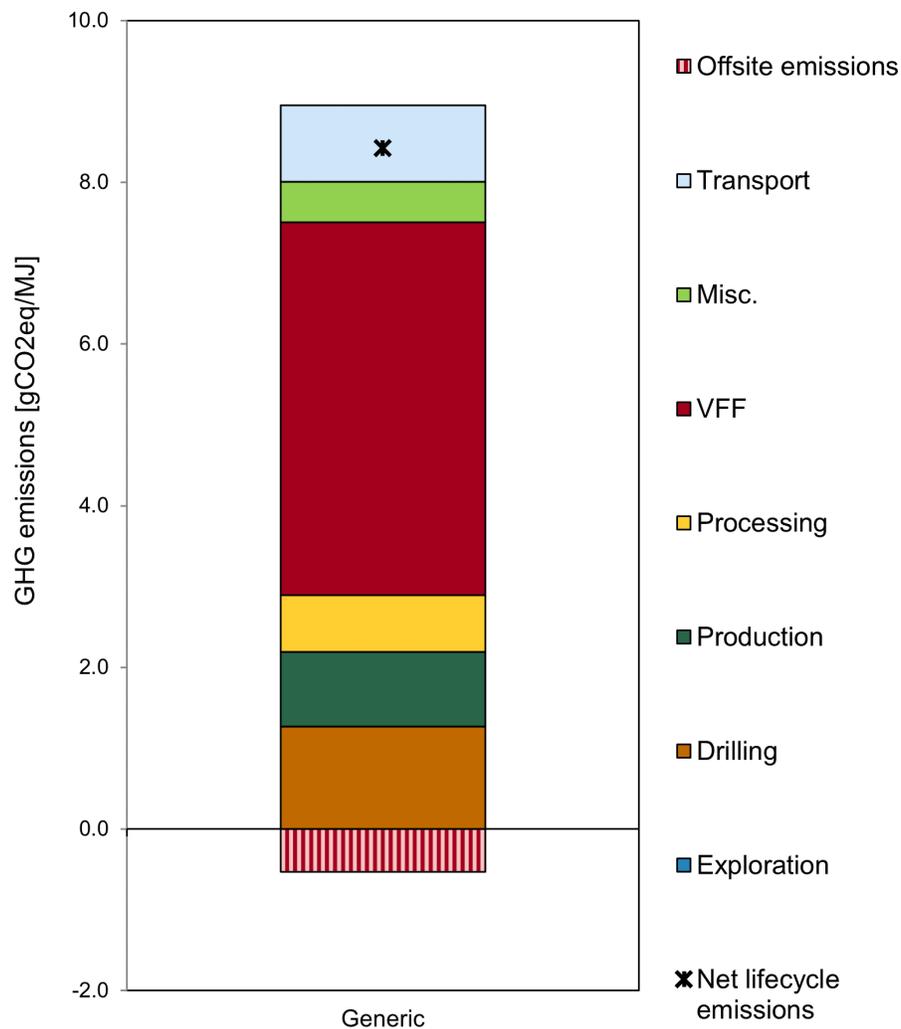


Figura 5.11: Resultados de emisiones por proceso del caso EEUU

En donde el modelo considera las emisiones fuera de sitio como Créditos (emisiones negativas) por exportación de combustibles + deudas (emisiones positivas) por importación de combustibles.

5.9.3 Análisis de sensibilidad

Esta sección se dividirá en dos, en función de los resultados regulatorios que se pretende hallar; la primera parte será enfocada a la parte de perforación y la segunda a el proceso que más emisiones tiene en cuenta, que es la de emisiones fugitivas y venteo.

5.9.3.1 Sensibilidad en perforación de pozo

Para el análisis de sensibilidad se hizo la variación de parámetros de perforación del pozo, realizándose una distribución normal a partir de los datos de los 25 pozos perforados en México. Se dará el ejemplo desglosado para una variable y el reto solamente será descrito; La variable para desglosar es la profundidad desarrollada. El promedio de profundidad desarrollada para todos los pozos es de 4051 m, y la desviación estándar es de 501.88 m:

Pozo nombre clave	Profundidad desarrollada
Pozo-1	4,071
Pozo-2	3,200
Pozo-3	2,850
Pozo-4	3,436
Pozo-5	3,770
Pozo-6	3,520
Pozo-7	3,725
Pozo-8	3,682
Pozo-9	4,007
Pozo-10	3,945
Pozo-11	4,500
Pozo-12	3,705
Pozo-13	4,250
Pozo-14	4,900
Pozo-15	4,426
Pozo-16	4,404
Pozo-17	4,750
Pozo-18	4,100
Pozo-19	4,199
Pozo-20	4,156
Pozo-21	4,598
Pozo-22	4,360
Pozo-23	4,787
Pozo-24	4,150
Pozo-25	3,793
Promedio	4,051.36
Desviación Std	501.89

Tabla 5.14: Medidas de tendencia central para análisis de sensibilidad

Con lo anterior, se ajustaron los datos a una distribución normal cuya media y desviación estándar coincidieran con los resultados de la Tabla 5.14:

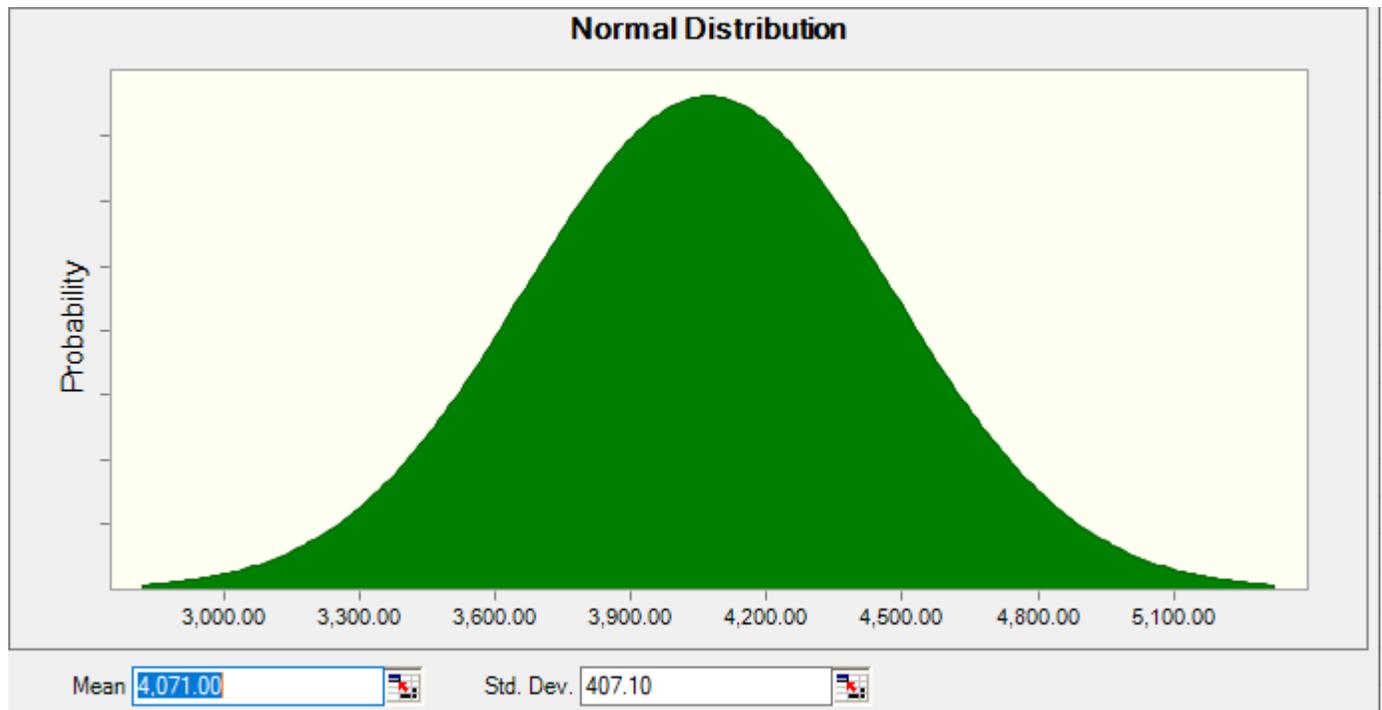


Figura 5.12: Distribución normal de datos de profundidad desarrollada

Una vez teniendo poblada la distribución normal, se realiza un análisis de sensibilidad con simulación Monte Carlo, con 10,000 iteraciones para determinar la sensibilidad de las emisiones asociadas a la construcción del pozo a cada variable.

Las demás variables elegidas para realizar la simulación se muestran a continuación:

- Densidad del acero
- Longitud desarrollada del pozo
- Factor de exceso de cemento
- Requerimiento de apuntalante
- Densidad de Barita del lodo de perforación
- Densidad de Bentonita del lodo de perforación
- Requerimiento de agua por pozo

Los resultados son los siguientes:

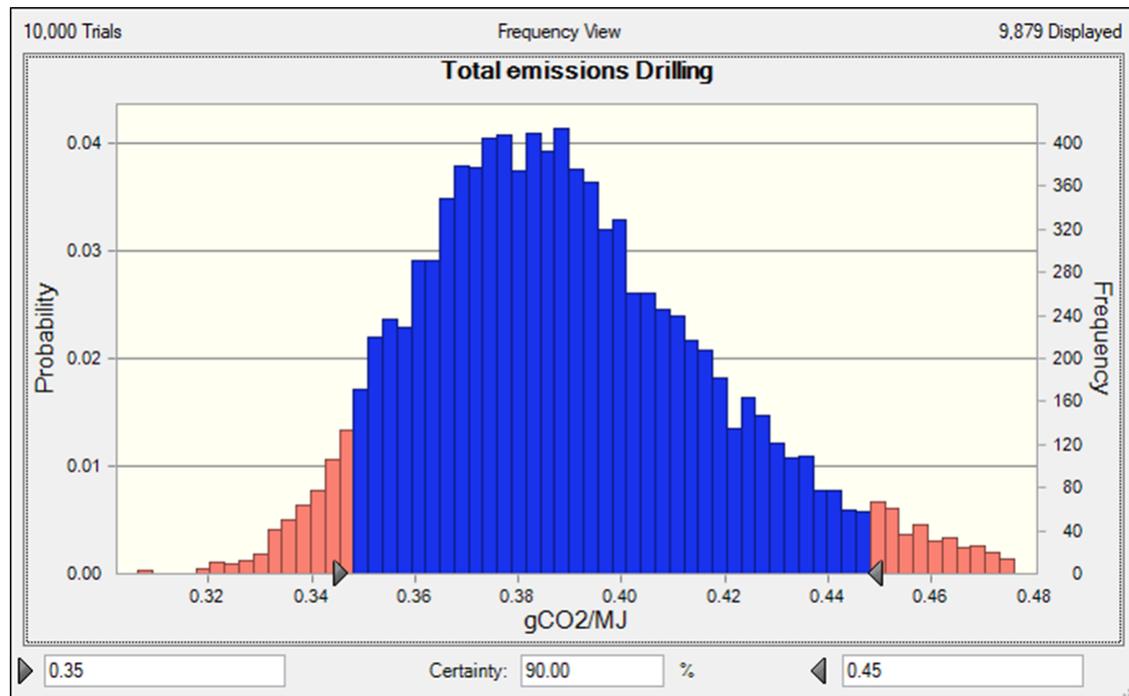


Figura 5.13: Resultados de análisis de sensibilidad a datos de pozo

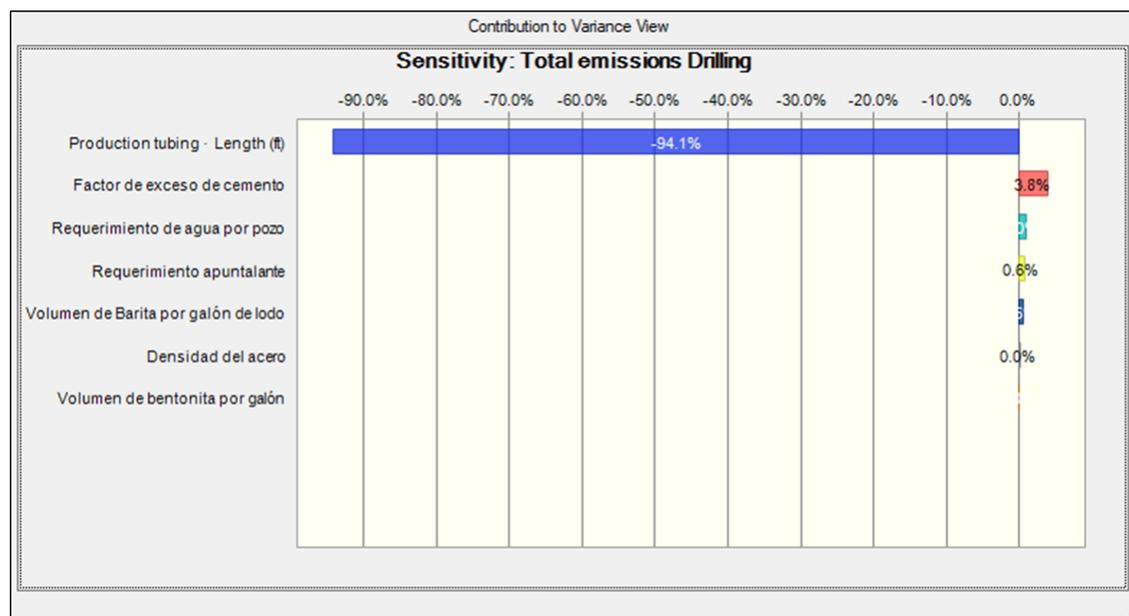


Figura 5.14: Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas

Como se puede ver, se tiene un 90% de probabilidad que el valor de las emisiones de gCO₂/MJ se encuentre entre 0.35 y 0.45, con la variable de longitud del pozo siendo la que más aporta a la varianza de la variable independiente.

5.9.3.2 Sensibilidad en los demás procesos

Para los demás procesos se hizo una selección de las variables que más impacto tienen en la cadena de procesos, con el fin de analizar los resultados para la toma eficiente de decisiones.

Las variables que se tomaron en cuenta para variar fueron las siguientes:

- Gas enviado a procesos (MMcf/d)
- Reparaciones mayores por día
- Limpiezas al año
- Fugas en componentes
- Fugas en controladores neumáticos
- Fugas por gas en tuberías

Los resultados del análisis de sensibilidad se tiene la siguiente gráfica de valores:

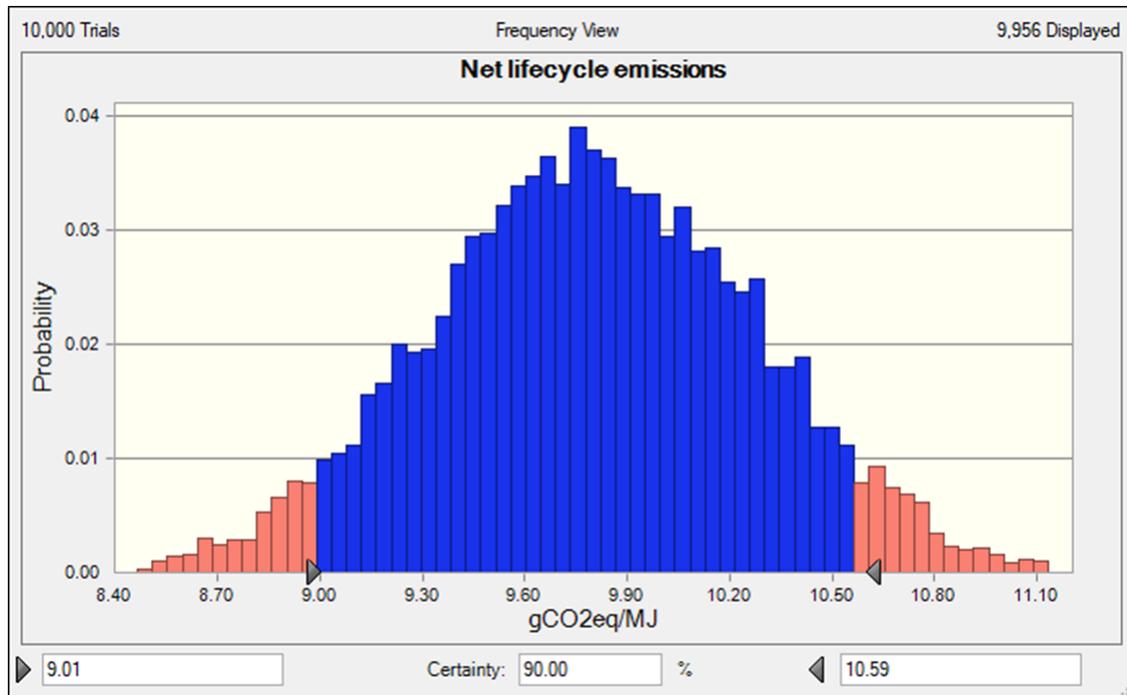


Figura 5.15: Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas

Y para mostrar los resultados del análisis de sensibilidad de contribución a la varianza, se ha separado en dos diferentes gráficas, dada la naturaleza de los resultados; para la primera gráfica se muestra el volumen quemado de gas por seguridad vs las demás variables, dado el porcentaje de aportación a la varianza de las demás (0.3%).

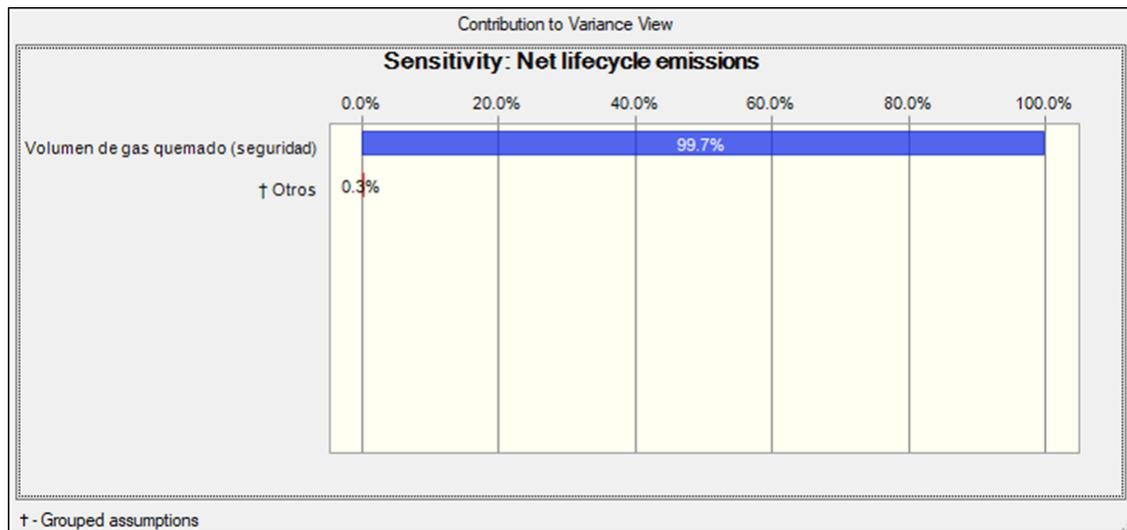


Figura 5.16: Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas del escenario total

En la Figura 5.17 se muestran los resultados de aportación a la varianza sin contar el volumen de gas en destrucción controlada:

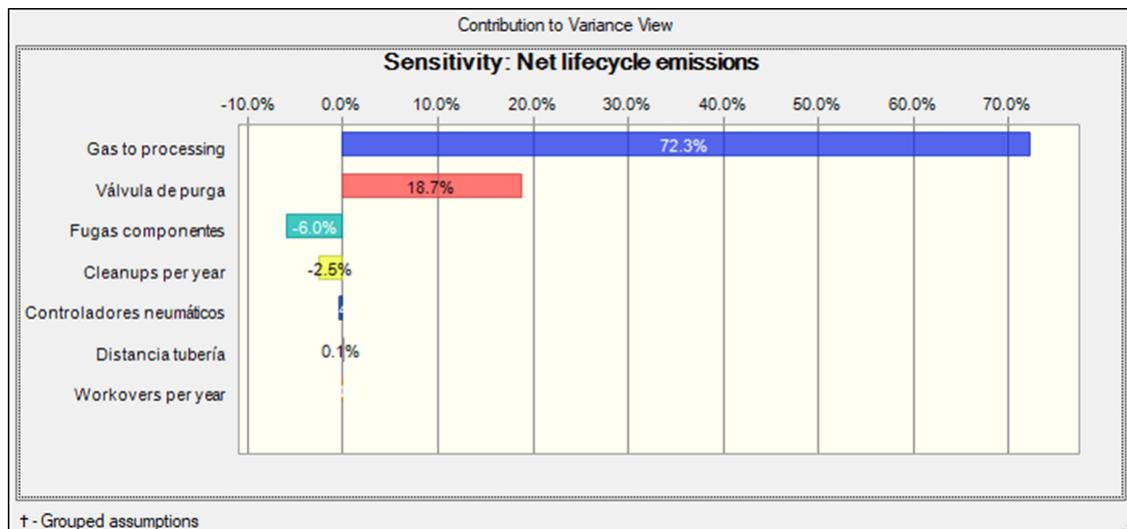


Figura 5.17: Resultados de contribución a la varianza de las variables seleccionadas del escenario total sin considerar Destrucción Controlada

5.10 Interpretación de los resultados

La interpretación de los resultados se dividirá en secciones:

- Interpretación del caso base del pozo en México
- Interpretación en comparación con el pozo base con datos de EEUU
- Interpretación del análisis de sensibilidad

5.10.1 Interpretación del caso base del pozo en México

Recordando que para este caso se formó un pozo tipo con los datos de pozos perforados en México, la Figura 5.18 muestra la contribución de las emisiones de los procesos contemplados en cada proceso.

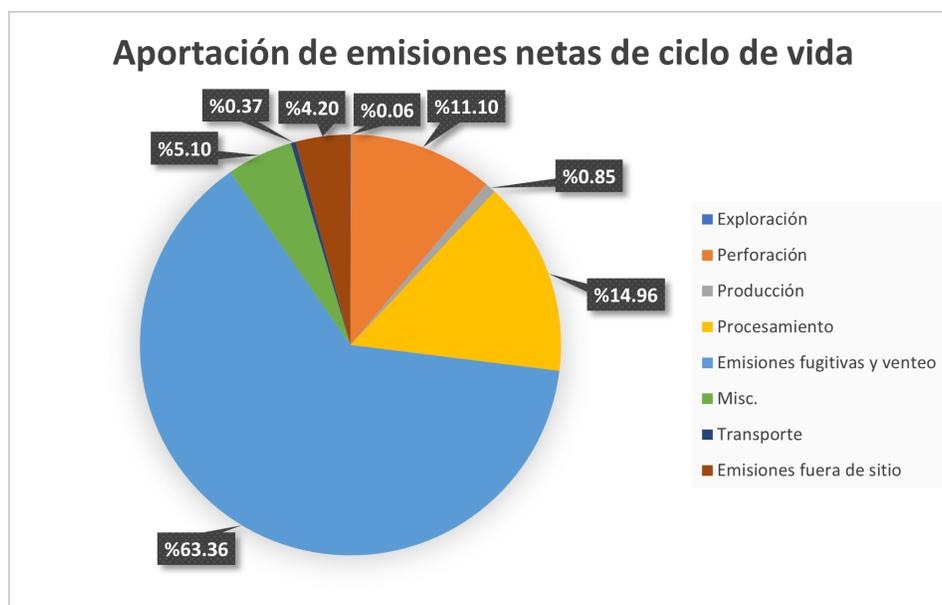


Figura 5.18: Resultados de contribución de los procesos al porcentaje de emisiones netas de ciclo de vida (caso base)

Se puede ver que la mayor parte de las emisiones de CO₂e son producto de la quema (Destrucción Controlada) y venteo del gas producido (VFF, por sus siglas en inglés), más no de la perforación, como se pudiera intuir. La contribución de VFF, sin embargo, está contemplada a lo largo de los 30 años de vida del pozo, y desde esta perspectiva se puede pensar que la perforación del pozo puede durar unos meses, y sin embargo es aproximadamente 1/6 de las emisiones del proceso con más emisiones en la cadena de procesos.

En cuanto a los demás procesos se puede ver que existe otro proceso que genera emisiones equivalentes al 14.96% del total por los 30 años de procesamiento de hidrocarburos.

Por lo anterior, se puede ver que si se toma el impacto de la actividad por unidad de tiempo, la construcción del pozo es la actividad que más impacto tiene, y es por eso que se tiene que tener una Administración Integral de Yacimientos tal que en términos de emisiones, garantice la mayor probabilidad de éxito de los pozos a perforar, ya que en caso de que un pozo sea no exitoso, o bien tenga una tasa de producción baja (como en el caso de la mayoría de los pozos en México), a corto plazo, el proceso de construcción del pozo tendrá mayor número de emisiones que los demás procesos.

5.10.2 Interpretación en comparación con el pozo base con datos de EEUU

En este apartado se pretende comparar los resultados de los pozos de Estados Unidos con los datos del modelo Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator contra el caso de los pozos del modelo de datos con pozos en México, teniendo de esta manera un piso lo más parejo posible para hacer la comparación, ya que se tienen datos de inventario de emisiones en común y de las mismas fuentes, lo cual es muy positivo, incluso comparando el estudio con otros artículos en los cuales es más opaca la información de bases de datos utilizada, además de la gran ventaja de la cercanía de los pozos de la formación Eagle Ford con los pozos utilizados en México con las bases de datos que fueron proporcionadas.

Los resultados se muestran en la Figura 5.19

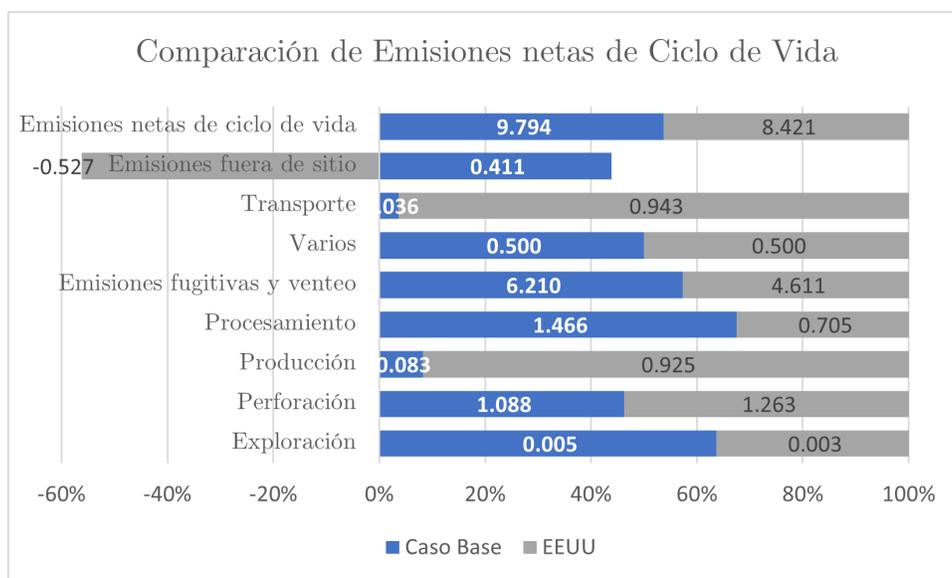


Figura 5.19: Comparación de emisiones de ciclo de vida en caso base (México) vs caso base EEUU

Se puede ver que las emisiones para el caso de México son 7.5% mayores, pero existen variaciones importantes en algunos rubros, siendo el de Emisiones fugitivas y venteo el de mayor aportación, seguido por procesamiento y producción, en términos absolutos. Recordando el criterio del modelo, para el caso de EEUU el hidrocarburo en el proceso de emisiones fuera de sitio se consideran las emisiones fuera de sitio como Créditos (emisiones negativas) por exportación de combustibles + deudas (emisiones positivas) por importación de combustibles.

Para la perforación del pozo, a primera mano pudiera parecer que las emisiones asociadas a los equipos y materiales para la perforación son mayores para el caso de EEUU, sin embargo, las emisiones asociadas a la perforación de un pozo están asociadas a dos factores principales:

- Los equipos y materiales para construir el pozo
- Los impactos por uso de tierra en superficie

En la tabla 5.16 se muestran las emisiones desglosadas:

Tabla 5.15: Add caption

Caso	Equipos y materiales	Uso de tierra	Unidad
Perforación y desarrollo caso México	0.7797	8.2957	tonCO ₂ eq/d
Perforación y desarrollo caso Estados Unidos	0.3924	10.9527	tonCO ₂ eq/d

Tabla 5.16: Emisiones asociadas a la perforación de pozos desglosadas

De la tabla anterior, se puede ver que las emisiones asociadas a la construcción y materiales del pozo son mayores para el caso de México, mientras que en EEUU las emisiones asociadas al uso de tierra son mayores, debido a que el modelo asocia las emisiones por uso de suelo a Emisiones de carbono del suelo, emisiones de carbono de biomasa y Emisiones de secuestro perdidas, considerando la tasa de producción de hidrocarburo líquido de los pozos, en la cual es mayor en el lado de EEUU, y el gradiente disminuye a medida que se acerca al lado mexicano del yacimiento, como se muestra en la Figura 5.20

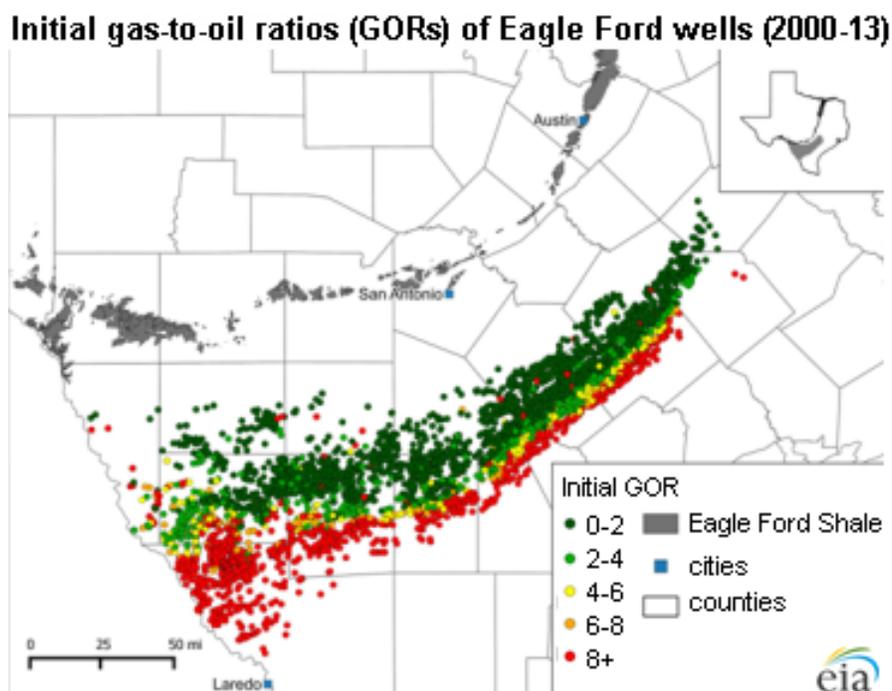


Figura 5.20: Relación Gas-Aceite en el yacimiento Eagle Ford en Estados Unidos

De lo anterior, se puede ver que es posible hacer adecuaciones para que la cantidad de materiales durante el proceso de perforación y terminación pueda ser disminuido de manera eficiente para tener menor cantidad de impactos en materia de GWP. Los organismos reguladores encargados de aprobar la perforación de pozos y de revisar Planes de Desarrollo pudiesen tener un papel importante en este proceso, sin embargo, las recomendaciones al respecto se detallarán más en el próximo capítulo.

5.10.3 Interpretación del análisis de sensibilidad

Por último, en la interpretación de los resultados derivados del análisis probabilístico de sensibilidad se puede concluir que existen variables que tienen mucho mayor peso en la variación de las emisiones. Para el caso de la perforación, la variable que mayor impacto tiene es la longitud de la tubería de producción, seguido por la cantidad de cemento a utilizar. Lo anterior se debe a que al aumentar la longitud de esta tubería se utiliza más materiales asociados, además de que la producción de cemento es una actividad asociada a grandes cantidades de energía.

Para la sensibilidad de todos los procesos, se tomaron las variables del proceso que contribuía más a las emisiones, dando como resultado que el volumen de gas quemado es la variable que más emisiones contribuye, seguido del gas fugitivo asociado a su procesamiento para posterior entrega.

Para este último caso, el valor con un de emisiones se encuentra entre 9.01 y 10.59 gCO_2eq/MJ para todos los procesos en el ciclo de vida neto, siendo esto mayor al caso base de Estados Unidos, incluso en su valor inferior.

Con los resultados e interpretaciones de los modelos y sus análisis se realizarán en el capítulo siguiente recomendaciones de mejora en términos regulatorios, en el caso de que se decidiera por política energética voltear a ver a los recursos de aceite y gas en yacimientos no convencionales.

Recomendaciones y conclusión

El gas natural y el petróleo seguirán desempeñando un papel importante en la satisfacción de las necesidades energéticas mundiales. A la luz de este hecho, los legisladores, trabajando en colaboración con nuestra industria, deben trabajar para lograr los objetivos del Acuerdo de París aumentando, no restringiendo, el acceso a la energía y apoyando el despliegue de tecnologías para reducir las emisiones de GEI.

El objetivo de este capítulo es dar algunas recomendaciones para la regulación del fracturamiento hidráulico en México para evitar daños ambientales y fomentar las mejores prácticas; se harán recomendaciones en términos regulatorios de acuerdo con los hallazgos del modelo de análisis de ciclo de vida y de los datos obtenidos de la perforación en yacimientos no convencionales en lutitas en México.

Posteriormente, se realizarán las conclusiones pertinentes y en hilo con los hallazgos del presente trabajo y se harán propuestas para su continuidad o expansión con fines de mejora en el tiempo.

6.1 Recomendaciones

Antes de hacer recomendaciones sobre el modelo, se harán recomendaciones enfocadas a los datos y calidad de los mismos, ya que la integridad y la transparencia de estos son cruciales para registrar y reportar la reducción de emisiones de GEI. La integridad de los estándares de informes y rendición de cuentas debe ser una prioridad máxima para garantizar resultados justos y creíbles para las actividades de reducción de emisiones. Para los países que no tienen normas de rendición de cuentas y presentación de informes o están subdesarrolladas, se debe proporcionar asistencia técnica y apoyo para mejorar las metodologías de presentación de informes. La transparencia de información también es un pilar del desarrollo tecnológico y científico para el conocimiento, y cabe destacar que sin los convenios académicos no hubiera sido posible la realización del presente trabajo.

Derivado de que los resultados de emisiones pueden ser divididos en la parte de perforación y terminación (fracturamiento hidráulico) y en la parte de emisiones fugitivas y quema, se harán las recomendaciones en términos de las atribuciones de cada regulador, que en este caso son la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

Actualmente se tienen reguladas actividades de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales por la ASEA, CONAGUA y en Lineamientos de Perforación de Pozos de CNH, sin embargo, tienen un enfoque más técnico en materia de seguridad que en materia de emisión de gases de efecto invernadero.

6.2 Recomendaciones para la perforación de pozos

Si bien la perforación de pozos no fue el proceso con más impacto por generación de GEI, es posible lograr la optimización de los procesos mediante un proceso de aprobación de pozos minucioso.

La CNH es el organismo con la facultad de aprobar la perforación de pozos en yacimientos no convencionales de lutitas, y mediante una comparación con pozos de Estados Unidos, sería posible estimar si algún material está siendo utilizado en exceso mediante rangos con modelos probabilísticos. Además, si bien la CNH ya interviene en

puntos como los costos de pozos para los seguros mediante las AFEs, se pudiera hacer un ejercicio parecido con los materiales a utilizar en operaciones que pueden llegar a ser más eficientes, logrando así un mayor factor de recuperación en beneficio del Estado y del medio ambiente.

6.3 Recomendaciones para las emisiones fugitivas y Destrucción Controlada

Las recomendaciones para esta parte son más significativas en términos de impacto al medio ambiente, ya que son asociadas a actividades que pueden hacerse más eficientes y que la regulación puede contemplar para una mejora continua.

La primera recomendación es asociada a las emisiones fugitivas, para este caso, en el escenario de pozos en yacimientos no convencionales ya existe por parte de la ASEA el requerimiento de elaboración de un Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano (PPCIEM) del Sector Hidrocarburos establecido en las "DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos."

Si bien las emisiones de acuerdo a su artículo 18 considera la cuantificación las emisiones de metano que se generen o presenten anualmente en los equipos, incluyendo sus Componentes, así como en las operaciones en pozos mediante la aplicación de cálculos, mediciones o una combinación de ambos, se recomienda dar mayor seguimiento y supervisión por parte de la Agencia, lo anterior debido a que según los datos del portal, se tiene que "El universo de instalaciones de proyectos de los regulados a los que aplican estas disposiciones administrativas oscila en aproximadamente 30 mil 371 instalaciones, aunado a aquellos regulados que cuentan con permisos para los proyectos existentes a lo largo de los 50,000 km de ductos de gas natural." Al dar un mayor seguimiento, no solo se vería por la seguridad en las instalaciones de los Regulados, sino que se contribuiría a disminuir los impactos al medio ambiente por emisiones fugitivas y venteo.

Además, se recomienda más el uso de tecnologías de medición sobre las metodologías de cálculo, lo que conlleva que la Agencia tenga un universo de Terceros Autorizados más grande o que incentive de alguna manera la inclusión de estos en su padrón. Las tecnologías de detección de fugas por medio de cámaras en vehículos no tripulados puede aportar un gran cambio en la detección de fugas, ya que se puede realizar de una manera más rápida, segura y eficiente.

Las recomendaciones para la parte de quema (que entra en la definición de Destrucción Controlada de acuerdo a la regulación), se encuentran en el marco de las "DISPOSICIONES TÉCNICAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO, EN LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS", que aplican a yacimientos tanto convencionales como no convencionales. Si bien la meta de aprovechamiento de Gas Natural debe ir en aumento hasta llegar al 98% en tres años, para los casos de análisis de sensibilidad en donde se llega a esta meta, las emisiones a lo largo de la vida del pozo siguen siendo importantes. Se recomienda en el caso de que se realizaran operaciones importantes en yacimientos no convencionales, la emisión de una regulación especializada para el aprovechamiento del gas, especialmente en yacimientos del Jurásico Superior Pimienta, en los que se esperaría recuperación de aceite y gas. Dado que de las formas de aprovechamiento contempladas en la regulación, el fin último del gas es ser quemado, se recomienda tener un panorama más amplio del control de emisiones.

Para mitigar el impacto ambiental por emisiones de CO_2 al ambiente, se propone la inclusión en la regulación de el secuestro y captura del bióxido de carbono derivada de combustión como una alternativa a la reducción de gases de efecto invernadero debido a la posibilidad de su uso para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos. Esta práctica puede ayudar como método de recuperación secundaria en yacimientos convencionales, o simplemente como un método de disposición de emisiones.

Se recomienda hacer que los operadores incluyan indicadores de (por lo menos) potencial de calentamiento global (GWP), también como una herramienta de comparación entre yacimientos, campos o pozos de similares características, lo que no solamente permitiría cuantificar diferencias entre las emisiones equivalentes, sino entre los materiales utilizados en los procesos y en las prácticas de aprovechamiento de gas o de detección y atención de gases fugitivos.

Se recomienda que el gobierno a través de los organismos correspondientes, cree incentivos duraderos, y no desincentivos, para producir recursos de gas convencionales y no convencionales y distribuirlos en el mercado competitivo, así como continuar con mecanismos como las rondas de licitación, asociaciones, migraciones u otro mecanismo que pudieran en un mediano o largo plazo tener un aporte importante en términos de seguridad energética.

Por último, se hace la recomendación de hacer una base de datos de inventario con la colaboración de la academia, gobierno y empresas para contar con herramientas de medición de GEI para México, para el sector de hidrocarburos, y de esa manera poder hacer mejoras continuas en el marco no solo de la regulación en materia de hidrocarburos, sino en el marco de la sustentabilidad y los pilares social, económico y ambiental involucrados.

6.4 Conclusión

Los recursos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en México tienen un volumen técnicamente recuperable muy importante. Ante la incertidumbre de la disponibilidad y precios de gas de importación, junto con una matriz energética altamente dependiente de gas, México puede incentivar la recuperación de gas en este tipo de yacimientos utilizando metodologías y prácticas que midan los impactos ambientales dentro de un marco legal y regulatorio. El gas como un primer paso para la transición y descarbonización de la matriz energética es un escenario altamente probable, junto con la inclusión de las energías renovables frente a la desincorporación de generación de energía eléctrica de termoeléctricas y carboeléctricas.

Mediante la aplicación de la metodología de análisis de ciclo de vida se pudo ver que los procesos que más impactan en el Potencial de Calentamiento Global (GWP) son los asociados con la quema y venteo de gas, seguido por el proceso de perforación de pozos. Ambos procesos están regulados por la CNH y la ASEA, de tal manera que es posible utilizar esta herramienta para disminuir los impactos de calentamiento global.

Las emisiones equivalentes por el proceso de quema y venteo en el caso de México son 6 veces mayores que las de la perforación del pozo, lo cual en términos de GWP hacen que sea importante voltear a ver y regular las emisiones fugitivas (ya que el metano tiene 25 veces más GWP que el CO₂) y destrucción controlada dentro de las atribuciones de los reguladores y de la supervisión con ayuda de tecnología.

Las emisiones derivadas de perforar un pozo en México son más altas que perforarlo en Estados Unidos con los datos obtenidos, lo cual no solamente se traduce en más CO₂eq/MJ, sino en mayor cantidad de materiales para la construcción de un pozo similar. Por lo anterior, es importante ver las prácticas que pueden llevar a perforar pozos similares con las mejores prácticas, y que mediante los reguladores se puedan implementar prácticas que hagan más eficientes los procesos de perforación de pozos, aprovechamiento de gas, y de detección de fugas.

En términos ambientales, se puede regular de tal manera que el gas pueda ser el vector de la transición energética en el país, mediante la implementación de mecanismos de mercado como los CELs en generación eficiente, incentivos a la exploración y extracción en yacimientos de gas y desincentivando a las plantas de generación más contaminantes, como las termoeléctricas o carboeléctricas mediante el orden de despacho provisto en la LIE.

El avance tecnológico también jugará un papel importante en la determinación de los resultados de la matriz energética en el futuro. A pesar de la innovación y las reducciones de costos que se producen en las industrias de energía renovable, y los potenciales energéticos teóricamente masivos, persisten importantes desafíos técnicos y económicos. La intermitencia es uno de los principales inconvenientes: las fuentes renovables más prometedoras, como la solar y la eólica, no siempre están disponibles cuando se requieren. Además, todavía existen opciones limitadas para el almacenamiento de la electricidad generada. Por lo tanto, las energías renovables aún no pueden proporcionar la escala de suministro de energía necesaria para desplazar a los combustibles fósiles.

El avance tecnológico continuo será vital para crear soluciones para hacer frente a la generación intermitente de energía solar y eólica. Aquí es donde el gas natural puede desempeñar un papel complementario importante como combustible puente: las plantas de energía que funcionan con gas proporcionan un respaldo para las energías renovables cuando el viento o el sol no están disponibles. Eventualmente, la gestión de respuesta a la demanda (por ejemplo, en forma de redes inteligentes) deberá desarrollarse para cambiar cargas flexibles dependiendo de la disponibilidad del viento o el sol. A medida que avanza la tecnología, el almacenamiento de energía eléctrica para

su uso posterior y suplir el déficit podría ser una solución. Para hacer la transición a un futuro con bajas emisiones de carbono, será fundamental explotar las vastas dotaciones de gas natural en todo el mundo.

La revolución del shale gas ha sido un avance positivo en este sentido. Es el resultado del progreso tecnológico, que involucra la aplicación de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, que ha hecho que vastos recursos de gas inactivo sean económicamente explotables (Aguilera y Radetzki 2014). Además, ha habido reducciones sustanciales de costos en las tecnologías de producción, transporte y recepción de GNL (Radetzki y Wårell 2017). Sin embargo, un mayor progreso en la industria del gas no se producirá de forma autónoma a lo largo del tiempo.

La Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) es una de las propuestas para la mitigación del cambio climático y reducción de gases de efecto invernadero y que permite el uso de combustibles fósiles para la generación de energía y procesos industriales reduciendo la huella ecológica.

Los datos de reducción de emisiones transparentes y confiables también son parte integral del reconocimiento de las contribuciones de CCUS, que presenta una de las mayores oportunidades para la reducción de emisiones de CO₂. Los esfuerzos de la industria para desarrollar e implementar CCUS deben recibir crédito por las emisiones de CO₂ evitadas o eliminadas y deben reconocerse en los inventarios de emisiones nacionales, según lo permitido en las Directrices aprobadas del IPCC para los inventarios nacionales de GEI.

Por último, para la continuación de este trabajo se recomienda hacer un análisis no solamente en términos de GWP, sino de otros indicadores como lo pueden ser el agotamiento de los recursos abióticos, destrucción de la capa de ozono, toxicidad humana, ecotoxicidad humana, smog fotoquímico, acidificación, eutrofización o el uso de recursos. Estos indicadores de metodologías diferentes pueden ayudar en términos de mejora y regulación asociada a yacimientos no convencionales en atribuciones de otras instituciones como CONAGUA, SEMARNAT, CONABIO, etc.

Bibliografía

1. Resolución CNH.11.001/13. *Diario Oficial*, page 3, 2013.
2. AAPG. Total organic carbon (TOC), 2015. URL [http://wiki.aapg.org/Total_organic_content_\(TOC\)](http://wiki.aapg.org/Total_organic_content_(TOC)).
3. Neal Adams and Tommie Charrier. *Drilling engineering: a complete well planning approach*. Pennwell Corp, 1985.
4. US Energy Information Administration. U.S. natural gas exports to Mexico continue to grow, 2016. URL <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28932>.
5. International Energy Agency. Natural gas explained, 2021. URL <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>.
6. International Energy Agency. World Energy Balances: Overview, 2021. URL <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>.
7. International Renewable Energy Agency. Energy Transition, 2018. URL <https://www.irena.org/energytransition>.
8. United States Environmental Protection Agency. Fracking engineering, 2012. URL <https://www.britannica.com/technology/fracking>.
9. Roberto F Aguilera and Roberto Aguilera. Revisiting the role of natural gas as a transition fuel. *Mineral Economics*, 33(1):73–80, 2020.
10. Noor A Ahmed and Michael Cameron. The challenges and possible solutions of horizontal axis wind turbines as a clean energy solution for the future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38:439–460, 2014.
11. Tom Alexander, Jason Baihly, Chuck Boyer, Bill Clark, George Waters, Valerie Jochen, Joël Le Calvez, Rick Lewis, Camron K Miller, John Thaeler, et al. Revolución del gas de lutitas. *Oilfield review*, 23:40–56, 2012.
12. Douglas Arent, Jeffrey Logan, Jordan Macknick, William Boyd, Kenneth Medlock, Francis O’Sullivan, Jae Edmonds, Leon Clarke, Hillard Huntington, Garvin Heath, et al. A review of water and greenhouse gas impacts of unconventional natural gas development in the united states. *MRS Energy & Sustainability*, 2, 2015.
13. CMM CONAGUA ASEA, SEMARNAT. Comentarios Centro Mario Molina a yacimientos no convencionales. pages 1–203, 2017.
14. Richard Baron. Renewable energy: a route to decarbonisation in peril. *Document préparé pour la 29e Table ronde sur le développement durable organisée au siège de l’OCDE, à Paris*, pages 4–5, 2013.
15. Adam T Bourgoyne, Keith K Millheim, Martin E Chenevert, and Farrile S Young. *Applied drilling engineering*, volume 2. Society of Petroleum Engineers Richardson, TX, 1991.
16. Adam R Brandt, GA Heath, EA Kort, Francis O’Sullivan, Gabrielle Pétron, Sarah M Jordaan, P Tans, Jennifer Wilcox, AM Gopstein, Doug Arent, et al. Methane leaks from north american natural gas systems. *Science*, 343(6172):733–735, 2014.
17. Chris Busch and Eric Gimon. Natural gas versus coal: Is natural gas better for the climate? *The Electricity Journal*, 27(7):97–111, 2014.
18. Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, Tao Shizhen, Hou Lianhua, Zhu Rukai, Yuan Xuanjun, Ran Qiquan, Li Denghua, and Wang Zhiping. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology. *Petroleum Exploration and Development*, 40(4):385–399, 2013.

19. Harris Cander. What are unconventional resources? a simple definition using viscosity and permeability. *Search and Discovery*, (80217), 2012.
20. IPCC Climate Change et al. Mitigation of climate change. *Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 1454, 2014.
21. Nicholas P Cheremisinoff and Anton Davletshin. *Hydraulic fracturing operations: Handbook of environmental management practices*. John Wiley & Sons, 2015.
22. PL Christensen et al. Regression to experimental pvt data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(13), 1999.
23. Silvia Colombo, Mohamed El Harrak, Nicolò Sartori, et al. The future of natural gas: Markets and geopolitics. *Books & Reports*, 2016.
24. A Ali Daneshy et al. Hydraulic fracturing of horizontal wells: Issues and insights. In *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2011.
25. Richard J Davies, Simon A Mathias, Jennifer Moss, Steinar Hustoft, and Leo Newport. Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and petroleum geology*, 37(1):1–6, 2012.
26. Secretaría de Energía. PLAN QUINQUENAL DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2015-2019, 2017. URL <http://sigeeh.energia.gob.mx/PLANQUINQUENAL/Inicio.html>.
27. Secretaría de Energía. *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*. SENER, 2018.
28. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Volumen original y reservas de hidrocarburos al 1ro. de enero de 2017. *Análisis Estadístico Semanal*, 2017.
29. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Solicitud de información pública 1800100028018. , 2018. URL <http://cartocritica.org.mx/2019/actualidad-de-la-fracturacion-hidraulica-en-mexico/>.
30. Comisión Nacional de Hidrocarburos. *ATLAS GEOLÓGICO RECURSOS NO CONVENCIONALES*. CNH, 2018.
31. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Glosario, 2022. URL <https://hidrocarburos.gob.mx/transparencia/glosario/>.
32. Agencia de Seguridad Energía y Ambiente. 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. *Diario Oficial*, pages 1–27, 2017.
33. Erle C Donaldson, Waqi Alam, and Nasrin Begum. *Hydraulic fracturing explained: Evaluation, implementation, and challenges*. Elsevier, 2014.
34. Michael Dyer. Mexico- uncinventional summary in preparation for ronda 2.4. *Petroleum Exploration Society of Great Britain*, pages 54–57, 2017.
35. Michael J Economides, Tony Martin, et al. *Modern fracturing: Enhancing natural gas production*. ET Publishing Houston, 2007.
36. Hassan M El-Houjeiri and Adam R Brandt. Oil production greenhouse gas emissions estimator opgee v1. 0. *Work*, 2012.
37. Exco. Environment, 2015. URL <http://www.excoresources.com/east-texas-and-north-louisiana/>.
38. Erling Fjar, Rachel M Holt, AM Raaen, Rasmus Risnes, and P Horsrud. *Petroleum related rock mechanics*, volume 53. Elsevier, 2008.
39. Tanya J Gallegos and Brian A Varela. *Trends in hydraulic fracturing distributions and treatment fluids, additives, proppants, and water volumes applied to wells drilled in the United States from 1947 through 2010: Data analysis and comparison to the literature*. US Geological Survey Reston, VA, 2015.
40. Abbas Ghandi, Sonia Yeh, Adam R Brandt, Kourosh Vafi, Hao Cai, Michael Q Wang, Bridget R Scanlon, and Robert C Reedy. Energy intensity and greenhouse gas emissions from crude oil production in the eagle ford region: input data and analysis methods. *Argonne: Argonne National Laboratory*, 2015.
41. Jeroen B Guinée and Erwin Lindeijer. *Handbook on life cycle assessment: operational guide to the ISO standards*, volume 7. Springer Science & Business Media, 2002.

42. Donald Hanson, David Schmalzer, Christopher Nichols, and Peter Balash. The impacts of meeting a tight co2 performance standard on the electric power sector. *Energy Economics*, 60:476–485, 2016.
43. Michael Z Hauschild, Ralph K Rosenbaum, and Stig Irvin Olsen. *Life cycle assessment*, volume 2018. Springer, 2018.
44. Zeke Hausfather. Bounding the climate viability of natural gas as a bridge fuel to displace coal. *Energy Policy*, 86: 286–294, 2015.
45. Katharine Hayhoe, Haroon S Kheshgi, Atul K Jain, and Donald J Wuebbles. Substitution of natural gas for coal: climatic effects of utility sector emissions. *Climatic Change*, 54(1):107–139, 2002.
46. Baker Hughes. FracPoint Openhole Fracture Completion System, 2010. URL <https://www.youtube.com/watch?v=s5ZQRRZzXE>.
47. IEA. *World Energy Outlook 2021*, volume 2021. IEA, 2021.
48. American Petroleum Institute. Overview of industry guidance/best practices supporting hydraulic fracturing (hf). page 1, 2013.
49. David G Loomis. The potential economic impact of new albany gas on the illinois economy. *Loomis Consulting, December*, 2012.
50. R Mair, M Bickle, D Goodman, B Koppelman, J Roberts, R Selley, Z Shipton, H Thomas, A Walker, E Woods, et al. Shale gas extraction in the uk: a review of hydraulic fracturing. 2012.
51. MarathonOilCorp. Animation of Hydraulic Fracturing (fracking), 2012. URL <https://www.youtube.com/watch?v=VY34PQUiw0Q>.
52. Elizabeth Panarelli Margaret Coleman, Gary Long. Eagle Ford production increasingly targets oil-rich areas, 2014. URL <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=14951>.
53. Centro Mario Molina. Opinión del Centro Mario Molina respecto a la producción de gas y aceite de lutitas en México. pages 1–5, 2014.
54. Jonathan Morrill, Jennifer Lynne Miskimins, et al. Optimization of hydraulic fracture spacing in unconventional shales. In *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2012.
55. David E Newton. *Fracking: A Reference Handbook: A Reference Handbook*. ABC-CLIO, 2015.
56. The Editors of Encyclopædia Britannica. The Hydraulic Fracturing Water Cycle, 2016. URL <https://www.epa.gov/hfstudy/hydraulic-fracturing-water-cycle>.
57. Oil and Gas Journal. Tight gas sands. URL <http://www.ogj.com/unconventional-resources/tight-gas.html>.
58. Technically Recoverable Shale Oil. Shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the united states. *Washington: Independent Statistics & Analysis and US Department of Energy*, 2013.
59. Stephen Pacala and Robert Socolow. Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. *science*, 305(5686):968–972, 2004.
60. PEMEX. Documento de soporte de desición 1. *PEMEX Exploración y Producción*, 2012.
61. PEMEX. Análisis costo-beneficio proyecto aceite y gas en lutitas. *PEMEX Exploración y Producción*, 2013.
62. Subdirección de Exploración Pemex Exploración y Producción. Provincias petroleras de méxico. *PEMEX Exploración y Producción*, 2013.
63. PSanjay. A risk for fracking workers, 2012. URL <https://sanjaypaul70.wordpress.com/2012/11/16/a-risk-for-fracking-workers/>.
64. David Rothery. *Geology: A Complete Introduction*. Teach Yourself. Teach Yourself, 1 edition, 2016. ISBN 147360155X,9781473601550.
65. Amir Safari, Soheil Jafari, and Mohsen Assadi. Role of gas-fuelled solutions in support of future sustainable energy world; part i: Stimuluses, enablers, and barriers. In *Sustainable energy technology and policies*, pages 1–33. Springer, 2018.
66. Amir Safari, Nandini Das, Oluf Langhelle, Joyashree Roy, and Mohsen Assadi. Natural gas: A transition fuel for sustainable energy system transformation? *Energy Science & Engineering*, 7(4):1075–1094, 2019.

67. Bennett Resnik Vermont Law School. Fracking Industry Looks for Ways to Vanquish its Water Habit , 2014. URL <https://www.ge.com/news/reports/fracking-industry-looks-for-ways-to-vanquish-its-water-h>.
68. SENER. Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019. *Secretaría de Energía*, pages 51–52, 2017.
69. SENER. Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2020-2024. *Secretaría de Energía*, pages 1–81, 2020.
70. Tryton Tools Services. 3D Animation of Multi Stage Frac Process, 2010. URL <https://www.youtube.com/watch?v=JSGx5mc0ZQ4>.
71. Vaclav Smil. *Natural gas: fuel for the 21st century*. John Wiley & Sons, 2015.
72. Frank R Spellman. *Environmental impacts of hydraulic fracturing*. CRC Press, 2012.
73. M. Stephenson. *Shale Gas and Fracking: The Science Behind the Controversy*. Elsevier Science, 2015. ISBN 9780128017623. URL <https://books.google.com.mx/books?id=0C90BQAAQBAJ>.
74. DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS. *GLOSARIO DE TERMINOS PETROLEROS*. SENER, 2015.
75. Edward J Lutgens Tarbuck, Frederick K Edward J Tarbuck, Frederick K Lutgens, et al. *Earth: an introduction to physical geology*. Number 551 T3E2 2002. 2002.
76. Mark Thurber. Here's why gas should be part of Africa's clean energy future - World Economic Forum, 2020. URL <https://www.weforum.org/agenda/2020/07/12-reasons-gas-africas-renewable-energy-future/>.
77. Gregory C Unruh. Understanding carbon lock-in. *Energy policy*, 28(12):817–830, 2000.
78. Floris Van Foreest. *Does natural gas need a decarbonisation strategy?: The cases of the Netherlands and the UK*. Citeseer, 2011.
79. Weatherford. Plug and Perf Completion, 2014. URL <https://www.youtube.com/watch?v=Z-vCBV1AhBs>.
80. Mark D Zoback. *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press, 2010.
81. Mark D Zoback. Managing the seismic risk posed by wastewater disposal. *Earth*, 57(4):38, 2012.