



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Investigación de la factibilidad técnica
del CO₂ supercrítico como fluido
fracturante en campos no
convencionales**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Francisco Javier Nequiz Hernández

DIRECTOR(A) DE TESIS

Ing. Yaniak Omar Cedro Reséndiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

Resumen

México es uno de los diez países con mayores recursos petroleros no convencionales, por lo cual es necesario implementar el fracturamiento hidráulico en la explotación de yacimientos de lutitas petrolíferas de gas y aceite; sin embargo, algunos de estos recursos no convencionales se encuentran en zonas con alto estrés hídrico, por ejemplo: Burgos, Sabinas-Burro-Picachos y Chihuahua. Por estas razones, la industria petrolera está interesada en fluidos fracturantes no acuosos (base alcohol, aceite, GLP, tecnologías de N_2 y CO_2) debido a su bajo consumo de agua, potencial para aumentar la producción y reducción de la contaminación ambiental.

Esta investigación proporciona una revisión de la literatura y un análisis de la estimulación con CO_2 supercrítico para comprender los beneficios y los inconvenientes del uso de CO_2 como fluido fracturante. Entre las ventajas más importantes del CO_2 como fluido fracturante se incluye la generación de una red de fracturas, la reducción del daño por un bloqueo de agua permite una mayor desorción de metano de las lutitas petrolíferas con alto COT (Contenido Orgánico Total) y funciona como un método de secuestro de CO_2 en el yacimiento.

De igual manera se abordan temas relevantes del marco regulatorio mexicano asociado al fracturamiento hidráulico, con el objetivo de conocer la normatividad aplicable a esta tecnología.

Finalmente, se realizó un análisis de dos casos de estudio en los que se empleó el fracturamiento con CO_2 supercrítico para determinar la factibilidad técnica de esta tecnología en plays no convencionales mexicanos.

Abstract

Mexico is top ten countries in unconventional oil resources and for the exploitation of shale gas and shale oil reservoir it is necessary to implement hydraulic fracturing; however, some of these unconventional resources are in areas with high water stress. Examples of unconventional oil provinces with water stress in Mexico are Burgos, Sabinas-Burro-Picachos and Chihuahua. Therefore, the oil industry is interested in non-aqueous fracturing fluids due to their low water consumption, potential to increase production, and reduced environmental pollution.

This thesis provides a literature review and analysis of supercritical CO₂ stimulation to understand the benefits and drawbacks of using CO₂ as a fracturing fluid for shale gas and shale oil production. The research mentions the most important advantages of CO₂ as a fracturing fluid, including improved fracturing and fracture propagation, reduced flow-blocking mechanisms, increased desorption of adsorbed methane in high-TOC shale parts. Another important point that is discussed is the Mexican regulatory framework associated with hydraulic fracturing to know the regulations applicable to this technology.

Finally, an analysis of two case studies in which supercritical fracturing with CO₂ was performed was carried out to determine the technical feasibility of this technology in Mexican unconventional plays.

Reconocimientos

Agradezco a dios

Por darme la oportunidad de cruzarme con grandes personas en mi camino.

A mis padres

Humberto y Adriana por apoyarme, motivarme y amarme en todo momento.

A mis hermanos

Jesús y Ángel por el ánimo que me brindaron, por la motivación de nunca rendirme y escucharme en momentos difíciles. Ustedes son las personas más importantes en mi vida.

A mi profesor Yaniak Omar Cedro Reséndiz

Por haberme dedicado su tiempo y dedicación a lo largo de mi tesis. Agradezco todo el conocimiento que me brindó, su mentoría fue fundamental en este trabajo.

A mis amigos

En mi vida he tenido a pocas personas que puedo considerar como mis amigos, pero ustedes son especiales para mí, mis mejores amigos (*Leo, Guillermo, Jorge, Rafa, Irene, Jeny, Joy, Val y Alberto*).

A mis sinodales

Por su tiempo para poder revisar la tesis y ayudarme a convertirla en un gran trabajo con sus comentarios.

A La persona más importante en época de pandemia

Gabriela García Gonzales, mi compañera de series, videojuegos y apoyo emocional. Gracias por dedicarme parte de tu tiempo, te ganaste un pedacito de mi corazón, te quiero mucho.

Contenido

Resumen	ii
Abstract	iii
Reconocimientos	iv
Lista de tablas	ix
Lista de ilustraciones	x
Lista de gráficas	xiii
Lista de ecuaciones	xiv
1. Importancia del Fracturamiento hidráulico en México	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Fracturamiento hidráulico.....	1
1.2.1 Proceso de fracturamiento	2
1.2.2 Equipo de fracturamiento convencional	3
1.3 Consumo de agua en el fracturamiento hidráulico	7
1.4 Potencial perdido sin el fracturamiento hidráulico	10
1.5 Marco regulatorio	11
1.6 Ventajas regulatorias de la estimulación con CO ₂ súper crítico	14
2. Fluidos, aditivos y apuntalantes usados en el fracturamiento	15
2.1 Introducción.....	15
2.2 Historia de los fluidos fracturantes	15
2.3 Fluidos acuosos.	18
2.3.1 Agua oleosa	18
2.3.2 Gel lineal.....	18
2.3.3 Geles reticulados	18
2.3.4 Fluidos energizados.....	18
2.3.5 Fluidos a base de emulsión	20
2.4 Fluidos no acuosos	20
2.4.1 Fluidos base aceite	21
2.4.2 Fluidos ácidos.....	21
2.4.3 Líquidos a base de alcohol	21
2.4.4 Gas licuado de petróleo (GLP).....	21
2.4.5 Tecnologías de N ₂	23

2.4.6	CO ₂ supercrítico.....	23
2.4.7	Comparación de tecnologías de fracturamiento sin agua	24
2.5	Tipos de aditivos	26
2.5.1	Aditivos usados para fluidos acuosos	28
2.5.2	Aditivos usados para fluidos no acuosos	29
2.5.3	Aditivos para CO ₂ super crítico.....	29
2.6	Apuntalantes	35
2.6.1	Características del apuntalante.....	35
2.6.2	Arena	37
2.6.3	Arena pre-curada recubierta de resina	37
2.6.4	Arena curada recubierta de resina.....	37
2.6.5	Apuntalante cerámico de resistencia intermedia.....	38
2.6.6	Apuntalante cerámico ligero.....	38
2.6.7	Apuntalante de alta resistencia	38
3.	Fracturamiento con CO ₂ supercrítico.....	39
3.1	Introducción.....	39
3.2	CO ₂ como alternativa de los fluidos fracturantes convencionales.....	39
3.3	Procedimientos	40
3.4	Equipos utilizados en un proceso de fracturamiento con CO ₂ supercrítico.....	41
3.5	Requisitos sobre equipos de fracturamiento, tuberías y herramientas de fondo de pozo en el sitio	47
3.6	Comportamiento de las propiedades del CO ₂ durante el proceso de estimulación.....	49
3.6.1	Cambios de fase del CO ₂ durante el fracturamiento.....	49
3.6.2	Viscosidad y densidad.....	50
3.7	Red de fracturas en una estimulación de CO ₂	52
3.7.1	Efectos térmicos en la creación de la red de fracturas.....	54
3.7.2	Propagación de fracturas por CO ₂	55
3.8	Acarreo de apuntalante con CO ₂ supercrítico	58
3.8.1	Etapa de colocación plana	59
3.8.2	Etapa de desarrollo de la duna	60
3.8.3	Etapa de desarrollo del banco de apuntalante.....	61
3.8.4	Parámetros que alteran la distribución y colocación del apuntalante en la fractura.....	64

3.8.5	Colocación de apuntalante en diferentes geometrías de fractura	67
3.9	Tecnología empleada para el proceso de captura del CO ₂ (tecnología)	70
3.9.1	Pre-combustión.....	70
3.9.2	Oxicombustión parcial y total	72
3.9.3	Post-combustión	73
3.10	Importancia de la Pureza del CO ₂	78
3.11	Interacción entre el CO ₂ con la formación y sus fluidos.	78
3.11.1	Interacción del CO ₂ con los hidrocarburos del yacimiento.....	79
3.11.2	Interacción del CO ₂ con el agua de formación y los minerales de la formación... ..	84
3.12	Secuestro del CO ₂	86
3.12.1	Absorción del CO ₂ en materia orgánica	87
3.12.2	Criterios geológicos de selección del sitio para el secuestro de CO ₂	88
4.	Casos de estudio	91
4.1	Introducción.....	91
4.2	Campo petrolífero Fuyu.....	91
4.2.1	Geología	92
4.2.2	Datos del yacimiento.....	92
4.2.3	Datos de los pozos	92
4.2.4	Parámetros de la estimulación.....	93
4.2.5	Efectos de la estimulación de CO ₂ en el yacimiento.....	93
4.2.6	Producción antes y después del tratamiento.	96
4.2.7	Conclusiones	97
4.3	Campo Big Sandy, condado de Pike.....	97
4.3.1	Detalles del proyecto	97
4.3.2	Geología	98
4.3.3	Datos del yacimiento.....	99
4.3.4	Operadores y ubicación.	100
4.3.5	Actividades de estimulación.....	100
4.3.6	Costos.....	102
4.3.7	Producción	103
4.3.8	Conclusión de caso de estudio	109
5.	Campos no convencionales en México.....	110

5.1	Introducción.....	110
5.2	Características de las provincias petroleras no convencionales en México	111
5.2.1	Provincia Geológica de Chihuahua.....	111
5.2.2	Provincia Geológica de Sabinas-Burros-Picachos.....	112
5.2.3	Provincia Geológica de Burgos.....	114
5.2.4	Provincia Geológica Tampico-Misantla.....	115
5.2.5	Provincia Geológica Veracruz.....	117
5.3	Criterios de selección para el fracturamiento con CO ₂	118
5.3.1	Litología	120
5.3.2	Profundidad.....	121
5.3.3	Contenido orgánico total (COT)	122
5.3.4	Presión y Temperatura	123
5.3.5	Tipo de hidrocarburo.....	123
5.3.6	Plays con disponibilidad del CO ₂	124
6.	Conclusiones y recomendaciones	127
6.1	Recomendaciones.....	128
	Referencias	129

Lista de tablas

Tabla 0-1 Abreviaturas.	xv
Tabla 0-2 Nomenclaturas.	xvi
Tabla 1-1 Consumo de agua en los pozos exploratorios en la provincia de Tampico Misantla. [11] [12].	9
Tabla 1-2 Recursos identificados en México al 1 de enero del 2019 en [MMbpce]. [14]	10
Tabla 2-1 Numero de tratamientos en formaciones en Canadá. [21]	17
Tabla 2-2 ficha de bombeo de un tratamiento con GLP [28]	22
Tabla 2-3 Tabla comparativa de los fluidos de fracturamiento no acuosos. [32]	25
Tabla 2-4 Aditivos utilizados en la elaboración de fluidos fracturantes. [6]	28
Tabla 2-5 Composición de fluidos acuosos. [34]	29
Tabla 2-6 Composición de los fluidos no acuosos. [34]	29
Tabla 2-7 Permeabilidad inicial de los núcleos. [35]	34
Tabla 2-8 Propiedades de los apuntalantes más utilizados en la industria.	35
Tabla 3-1 Parámetros técnicos del mezclador cerrado de CO ₂ . [44]	42
Tabla 3-2 Especificaciones de la unidad de fracturamiento de 2500 [HP] de Jereh. [45]	44
Tabla 3-3 Especificaciones de las unidades Manifold. [45]	45
Tabla 3-4 Comparación de viscosidad entre CO ₂ supercrítico y agua en condiciones de yacimiento. [48]	51
Tabla 3-5 Programa de ensayos para fracturamiento hidráulico y SC-CO ₂ . [51]	56
Tabla 3-6 Efecto de las impurezas en la temperatura y presión crítica del CO ₂ . [59]	78
Tabla 3-7 Resumen de los efectos que se presentan durante la interacción con el CO ₂	79
Tabla 3-8 Capacidad de almacenamiento de CO ₂ y CH ₄ para las muestras de lutita (m3s: metros cúbicos a condiciones estándar) [70]	87
Tabla 4-1 Datos de presión y temperatura de 6 pozos ubicados en el bloque H87 [71]	92
Tabla 4-2 parámetros de bombeo. [71]	93
Tabla 4-3 Expansión del aceite y reducción de la viscosidad por la interacción con el CO ₂ . [71]	95
Tabla 4-4 Comparación de los efectos del almacenamiento de energía entre el CO ₂ y el agua resbaladiza. [71]	96
Tabla 4-5 Valores de producción antes y después de la estimulación. [71]	96
Tabla 4-6 La presión y las temperaturas del yacimiento para cada pozo. [73]	100
Tabla 4-7 ficha de bombeo propuesta para los trabajos de estimulación. [73]	101
Tabla 4-8 Resumen de materiales utilizados por pozo. [73]	102
Tabla 4-9 Precios en 1993 para estimular un pozo con CO ₂ /arena. [73]	103
Tabla 4-10 Numero de pozos y etapas de los pozos de control y pozos candidatos [73]	103
Tabla 4-11 Producción acumulada por etapa de los pozos de control. [73]	104
Tabla 4-12 Producción acumulada por etapa de los pozos candidatos. [73]	105
Tabla 5-1 Resumen de las características generales de los plays no convencionales en México. [76], [77]	119

Lista de ilustraciones

<i>Ilustración 1-1 Tanque de almacenamiento de fluidos.</i> [5]	3
<i>Ilustración 1-2 Equipo de manipulación de apuntalante. (a) Transportador, (b) remolque y (c) silos de gravedad.</i> [6]	4
<i>Ilustración 1-3 Mezclador de productos químicos y apuntalante (Blender)</i> [5].....	5
<i>Ilustración 1-4 Colector (Manifold).</i> [4].....	5
<i>Ilustración 1-5 Uniones para el fracturamiento hidráulico.</i> [6].....	6
<i>Ilustración 1-6 Unidad de bombeo a alta presión y alto gasto.</i> [5]	7
<i>Ilustración 1-7 Equipo de fracturamiento.</i> [4]	7
<i>Ilustración 1-8 Cuencas no convencionales de México en zonas con un alto nivel de estrés hídrico.</i> [8] [9].....	8
<i>Ilustración 1-9 ubicación de pozos exploratorios en la provincia de tamico Misantla.</i> [12]	9
<i>Ilustración 2-1 Fracción de volumen de burbuja.</i> [25]	19
<i>Ilustración 2-2 Ruta sintética del HBD-1 Y HBD-2</i> [35].....	30
<i>Ilustración 2-3 Gráfica para la determinación de la esfericidad y la redondez de Krumbein y Sloss (1955).</i> [37]	36
<i>Ilustración 2-4 (a) arena blanca; (b) arena marrón</i> [39]	37
<i>Ilustración 2-5 (a) RCS estándar; (b) apuntalante RCS premium</i> [39].....	38
<i>Ilustración 2-6 a) apuntalantes cerámicos de bauxita de alta densidad (GE ~3,56 [g / cc]); b) apuntalantes cerámicos de baja densidad (GE~2,72 [g / cc]); (c) apuntalantes de densidad intermedia (GE~3,27 [g / cc]).</i> [39].....	38
<i>Ilustración 3-1 Tanques de almacenamiento de CO₂, camiones y tanques fijos.</i> [43]	41
<i>Ilustración 3-2 El diagrama de estructura del mezclador cerrado de CO₂.</i> [44]	42
<i>Ilustración 3-3 Camión bomba de fracturamiento Jereh 2000.</i> [45]	43
<i>Ilustración 3-4 Van de datos.</i> [45].....	44
<i>Ilustración 3-5 arreglo del Booster (bomba de refuerzo)</i>	45
<i>Ilustración 3-6 Unidad Manifold.</i> [45]	46
<i>Ilustración 3-7 Equipos de trabajo del proceso de fracturamiento con CO₂ líquido.</i> [43]	47
<i>Ilustración 3-8 Diagrama esquemático de roca fracturada por agua y CO₂.</i> [47].....	53
<i>Ilustración 3-9 Esquema de la zona de fractura inducida térmicamente.</i> [50].....	54
<i>Ilustración 3-10 (a) Esquema del diseño del sensor AE (Unidad: mm) y (b) espécimen en prueba.</i> [51]	55
<i>Ilustración 3-11 Diferentes morfologías de fracturas, dependiendo del fluido fracturante y variando la tensión horizontal. ($\Delta\sigma = \sigma_H - \sigma_h$).</i> [51].....	57
<i>Ilustración 3-12 Evolución espacio - temporal de las características y eventos medidos por (EA) para el espécimen fracturado con CO₂ supercrítico.</i> [51]	58
<i>Ilustración 3-13 Colocación de apuntalante en la fractura en etapa de colocación plana.</i> [52]	59
<i>Ilustración 3-14 Velocidad de las partículas de apuntalante en dirección vertical con el tiempo.</i> [52]	60
<i>Ilustración 3-15 Creación de la duna, (a) reducción del arrastre viscoso; (b) aumento del transporte por elevación.</i> [52]	61

<i>Ilustración 3-16 El proceso de desarrollo del banco de apuntalante. [52]</i>	62
<i>Ilustración 3-17 Características de flujo estratificado del CO₂ supercrítico. [52]</i>	63
<i>Ilustración 3-18 (a) Distribución del apuntalante inyectado en diferentes momentos de la fractura; (b) plano de la parte superior del banco de apuntalante; (c) Velocidad del apuntalante del plano superior del banco del apuntalante. [52]</i>	64
<i>Ilustración 3-19 Representación volumétrica de la fracción volumétrica de partículas a 10 s, 20 s, 50 s y 100 s para el caso de fractura en forma de T (IF: fractura inducida; NF: fractura natural). [53]</i>	68
<i>Ilustración 3-20 Representación volumétrica de la fracción volumétrica de partículas a 10 s, 20 s, 50 s y 100 s para el caso de fractura en forma de cruce (IF: fractura inducida; NF: fractura natural). [53]</i>	69
<i>Ilustración 3-21 Esquema general del proceso de captura de CO₂ mediante técnicas de precombustión. [54]</i>	71
<i>Ilustración 3-22 Esquema general del proceso de captura de CO₂ mediante la técnica de oxicomcombustión parcial y total. [54]</i>	73
<i>Ilustración 3-23 Esquema general del proceso de post-combustión. [54]</i>	73
<i>Ilustración 3-24 Esquema general de la absorción de CO₂. [55]</i>	74
<i>Ilustración 3-25 Proceso basado en membranas para la separación del CO₂ de un flujo de gases. [57]</i>	75
<i>Ilustración 3-26 Diagrama conceptual de sistema de carbonatación/calcinación con CaO en post-combustión. [58]</i>	77
<i>Ilustración 3-27 Comparativa de la muestra de aceite antes y después de la evaporización generada por la interacción de la inyección de gases [64] miscibles. [64]</i>	83
<i>Ilustración 3-28 Proceso de disolución, precipitación y cristalización de minerales provocada por la interacción del ácido carbónico con formaciones con contenido de carbonatos. [66]</i> ...	86
<i>Ilustración 4-1 Ubicación del Bloque H-87, en la cuenca de Songliao, China. [72]</i>	91
<i>Ilustración 4-2 La presión de fondo del pozo H87-22-4 durante el cierre. [71]</i>	95
<i>Ilustración 4-3 Área de prueba, Condado de Pike, Kentucky. [73]</i>	98
<i>Ilustración 4-4 Ubicación de los pozos candidatos y de control. [74]</i>	98
<i>Ilustración 4-5 Mapa que muestra la distribución y nomenclatura de las lutitas del Devónico de Kentucky. [75]</i>	99
<i>Ilustración 4-6 Arreglo de equipos de estimulación de arena / CO₂ líquido. [74]</i>	102
<i>Ilustración 5-1 Provincias Petroleras. [76]</i>	110
<i>Ilustración 5-2 Provincia de Chihuahua. [76]</i>	111
<i>Ilustración 5-3 Sección Transversal de la Provincia de Chihuahua. [76]</i>	112
<i>Ilustración 5-4 Provincia Sabinas-Burro-Picachos [76]</i>	113
<i>Ilustración 5-5 Sabinas-Burro-Picachos – Sección Transversal A-A' [76]</i>	114
<i>Ilustración 5-6 Provincia de Burgos. [76]</i>	114
<i>Ilustración 5-7 Sección Transversal A-A' de Burgos. [76]</i>	115
<i>Ilustración 5-8 Provincia Tampico-Misantla. [76]</i>	116
<i>Ilustración 5-9 Sección transversal C-C' Tampico-Misantla. [76]</i>	116
<i>Ilustración 5-10 Provincia de Veracruz. [76]</i>	117
<i>Ilustración 5-11 Sección transversal A-A' de Veracruz. [76]</i>	117

<i>Ilustración 5-12 Esquema general de la planta piloto. [79]</i>	125
<i>Ilustración 5-13 Ubicación del Complejo petroquímico Cosoleacaque (planta de amoniaco) - campo brillante y de la Central de Ciclo Combinado Poza Riza (Mapa de Ruta Tecnológica CCUS)</i>	126

Lista de gráficas

Gráfica 2-1 Tratamientos de fractura de CO ₂ líquido y CO ₂ / N ₂ líquido por año. [21].....	17
Gráfica 2-2 La influencia de la presión y la temperatura sobre la viscosidad aparente de los espesantes HBD-1 y HBD-2 con un porcentaje peso de 5%. [35].....	31
Gráfica 2-3 Relación entre la viscosidad, tiempo y temperatura en un sistema de 2 wt% TNJ y 98 wt% CO ₂ . [36]	32
Gráfica 2-4 Relación entre la viscosidad del CO ₂ con diferentes porcentajes peso del espesante de TNJ. [36].....	33
Gráfica 2-5 Resultados de la tasa de daño de los núcleos. [35].....	34
Gráfica 3-1 Cambio de comportamiento de fase del CO ₂ durante fracturamiento. [47].....	50
Gráfica 3-2 Viscosidad del CO ₂ . [21]	51
Gráfica 3-3 Densidad del CO ₂ . [21]	52
Gráfica 3-4 Perfiles del banco de apuntalante bajo diferentes velocidades de inyección. [52]	65
Gráfica 3-5 Perfiles de banco de apuntalante bajo diferentes concentraciones de apuntalante. [52]	66
Gráfica 3-6 Perfiles de banco de apuntalante bajo diferentes temperaturas de inyección. [52]	67
Gráfica 3-7 Solubilidad del CO ₂ en aceite vivo en función de la presión de saturación. [60] ...	81
Gráfica 3-8 Factor de hinchamiento en función de la solubilidad (Crudo liviano: $\gamma = 0,8708$; MW=154,2; Crudo Pesado: $\gamma = 0,9446$; MW= 358). [60].....	82
Gráfica 3-9 Contribución de cuatro mecanismos de recuperación diferentes para inyección de gas en reservorios no convencionales. [65].....	84
Gráfica 4-1 Presión de fondo del pozo H87-22-4 durante el fracturamiento. [71].....	94
Gráfica 4-2 Producción acumulada de (5 pozos, 9 etapas) con estimulación de espumas de N ₂ . [73].....	106
Gráfica 4-3 Producción acumulada de (9 pozos, 17 etapas) con estimulación de Gas N ₂ . [73]	107
Gráfica 4-4 Producción acumulada de (6 pozos, 9 etapas) con estimulación de CO ₂ /arena. [73]	108
Gráfica 4-5 Relación beneficio por etapa de las estimulaciones de CO ₂ /arena contra las estimulaciones de Gas N ₂ y espumas de N ₂ . [73]	109

Lista de ecuaciones

<i>Ecuación 1 Calidad de espuma.</i>	19
<i>Ecuación 2 Reducción de la permeabilidad.</i>	34
<i>Ecuación 3 Estrés térmico en términos del módulo de Young E y la relación de Poisson v.</i>	54
<i>Ecuación 4 reacción química del proceso de reformado con vapor.</i>	71
<i>Ecuación 5 Reacción química del proceso de oxidación parcial.</i>	72
<i>Ecuación 6 Reacción química del proceso de reformado autotérmico</i>	72
<i>Ecuación 7 Proceso de carbonatación y calcinación.</i>	77
<i>Ecuación 8 Factor de hinchamiento.</i>	81
<i>Ecuación 9 Disolución del CO₂ con el agua de formación.</i>	85
<i>Ecuación 10 Precipitación de minerales de carbonatos.</i>	85
<i>Ecuación 11 Precipitación de la Caolinita.</i>	85
<i>Ecuación 12 Reacción del Carbonato de Calcio con iones de Hidrogeno.</i>	85

Abreviatura	Definición
1P	Reservas probadas
2P	Reservas probables
3P	Reservas posibles
API	American Petroleum Institute - Instituto Americano de Petróleo
ASEA	La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
CCC	Central Ciclo Combinado
CCUS	Carbon Dioxide Capture, Use and Storage Technology - Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono
CEE	Comunidad Económica Europea
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CRCS	Arena curada recubierta de resina
DEA	Dietanolamina
DIPA	Diispropanolamina
dls	Dolares
GE	Gravedad Específica
GLP	Gas licuado del petróleo
HEC	Hidroxietilcelulosa
HPG	Goma guar de hidroxipropilo
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change - Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
MDEA	Metildietanolamina
MEA	Monoetanolamina
MMbpce	Millones de barriles equivalentes de crudo
MMMbl	Miles de millones de barriles
MMMpc	Billones de pies cúbicos
ppg	Libras por galón [lb/gal]
PRCS	Arena pre-curada recubierta de resina
RCS	Arena recubierta de resina
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
stg	Etapa
Tn	Tonelada
TOC-COT	Total Organic Carbon - Carbono Orgánico Total [%wt]

Tabla 0-1 Abreviaturas.

Nomenclatura	Definición
μ	Viscosidad [mPa*s]
E	Módulo de Young [GPa]
K	Permeabilidad [$10^{-3} \mu\text{m}^2$]
α_T	Coefficiente de dilatación térmica lineal [1/K]
$\Delta\sigma$	Diferencia de esfuerzos horizontales
σ_H	Esfuerzo horizontal máximo [MPa]
σ_h	Esfuerzo horizontal mínimo [MPa]
σ_v	Esfuerzo vertical [MPa]
ψ	Fracción de volumen de burbuja-calidad de espuma [%]
ν	Coefficiente de Poisson, adimensional

Tabla 0-2 Nomenclaturas.

1. Importancia del Fracturamiento hidráulico en México

1.1 Introducción

El fracturamiento hidráulico es una tecnología indispensable para el desarrollo de la industria petrolera de los yacimientos no convencionales en México, debido a que esta permite su explotación; México al ser uno de los diez países con mayor potencial en lutitas petrolíferas (por su nombre en inglés shale gas y shale oil) deberá considerar llevar a cabo la aplicación de este tipo de técnica de estimulación si el objetivo que se desea es el incremento de sus reservas y producción.

Sin embargo, para el desarrollo de estos campos es necesario emplear trabajos de fracturamiento masivos, los cuales generan una preocupación por el uso de los recursos hídricos del país, ya que estos recursos no convencionales se encuentran en zonas con un alto estrés hídrico.

Debemos entender como estrés hídrico cuando la demanda de agua es más alta que la cantidad disponible durante un periodo determinado, este indicador puede ser un impedimento para los proyectos de explotación de lutitas petrolíferas. Los acuíferos de México tienen una disponibilidad de recursos hídricos que se ve afectada por sectores como los eléctricos, mineros, ganaderos, manufactureros, municipales, entre otros. Los proyectos para la explotación de lutitas petrolíferas en las que se emplee fracturamiento hidráulico incrementará la demanda de agua en la zona y por consiguiente se elevará el estrés hídrico.

El objetivo y motivación de este trabajo es comprender el proceso de fracturamiento con CO₂ supercrítico como fluido fracturante, identificar sus ventajas sobre la operación **convencional**, **en las que se pueden mencionar las siguientes:** no utiliza agua en el proceso de fracturamiento, apoya en el mantenimiento en la presión del yacimiento, da paso al secuestro de un gas de efecto invernadero en la formación, etc. Esto se hace con el fin de definir la viabilidad de la aplicación de la tecnología en el desarrollo de los campos no convencionales en México.

Para poder comparar los procesos de un fracturamiento hidráulico **convencional** y el proceso con CO₂ líquido, se buscará explicar en este primer capítulo lo siguiente: el proceso del fracturamiento convencional, los equipos utilizados para romper la roca con agua, el consumo de agua en zonas con un alto estrés hídrico, las reservas petroleras no convencionales de México y el marco regulatorio relacionado con la aplicación del fracturamiento hidráulico.

1.2 Fracturamiento hidráulico

De acuerdo con el glosario de Schlumberger™ [1], el fracturamiento hidráulico es “Un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad. Los fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación.

El apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo”.

En resumen, este es un proceso de estimulación para incrementar la productividad de los pozos a través de la creación de fracturas hidráulicas en una formación objetivo, para la creación de las fracturas es necesario la inyección de un fluido en la formación hasta que podamos exceder la presión de fractura, durante el proceso se coloca el apuntalante para mantener abierta la fractura generada. El motivo por el cual se le conoce como fracturamiento convencional es debido al empleo de fluidos compuestos por un 99.2% de agua y 0.8% de aditivos. [2]

1.2.1 Proceso de fracturamiento

El proceso de fracturamiento para un pozo es de carácter multidisciplinario por las distintas áreas involucradas para su planeación, diseño y ejecución. Algunas de las disciplinas involucradas son:

- Ingeniería de producción
- Geomecánica
- Mecánica de fluidos
- Petroquímica, para la selección de materiales óptimos
- Ingeniería de yacimientos
- Geología
- Geofísica

Debido a que en cada pozo se ven involucradas gran número de variables (petrofísicas y petroquímicas), el diseño de un fracturamiento es diferente para cada caso de aplicación.

No obstante, un proceso de fractura normal puede ser descrito en los siguientes pasos:

El primer paso de un tratamiento de fractura hidráulica consiste en la inyección de un fluido limpio (sin apuntalante), denominado **colchón**. El propósito del colchón es romper la formación expuesta del pozo e iniciar la fractura, además el **colchón** proporciona suficiente penetración y ancho para permitir que las etapas de fluido cargadas de apuntalante ingresen a la fractura más tarde y también se evitan las grandes pérdidas de fluido cerca de los bordes de la fractura en la siguiente etapa. [3]

Después del **colchón**, las etapas cargadas de apuntalante son bombeadas para transportar el apuntalante a la fractura, considerando que la pérdida de fluido fracturante a la formación todavía ocurre en esta etapa, el primer apuntalante que es agregado al fluido debe ser en concentraciones bajas. El apuntalante y el fluido ingresan a la fractura en el pozo y fluye hacia el borde de la fractura; en este punto, comienzan los dos fenómenos siguientes: el primero, debido a la mayor pérdida de fluido fracturante en los bordes de la fractura, el fluido fracturante

cargado con apuntalante fluye a través de la fractura más rápido de lo que se propagan los bordes de la fractura por lo que el apuntalante eventualmente alcanzará estos bordes; el segundo, debido a la pérdida de fluido fracturante a la formación, la mezcla cargada de apuntalante pierde líquido (pero no apuntalante) a la formación, aumentando la concentración de apuntalante (fracción de volumen de apuntalante sólido en la mezcla). [3]

Posteriormente se iniciará una etapa de lavado o retorno, en el cual se recuperará la mezcla, durante este proceso se suelen utilizar rompedores para reducir la viscosidad del fluido y retornarlo a superficie. [4]

1.2.2 Equipo de fracturamiento convencional

Los equipos para este proceso son los siguientes:

- Tanques de almacenamiento de fluidos

Los tanques almacenan el fluido base, este puede ser un gel premezclado con aditivos o solamente agua. Las capacidades volumétricas van desde los 80 a 100 [m³] según las necesidades. A pesar de ser un equipo muy sencillo se debe cuidar mucho de su limpieza ya que la presencia de residuos puede influir sobre la calidad del gel. [5]



Ilustración 1-1 Tanque de almacenamiento de fluidos. [5]

- Equipos para la manipulación de apuntalante

Las estimulaciones requieren grandes volúmenes de apuntalante y debido a esta necesidad se desarrollaron equipos especiales para facilitar el manejo y la entrega de este hacia el blender, los siguientes equipos fueron desarrollados para el manejo del apuntalante (Ilustración 1-2) [6]:

- (a) Transportador: tienen una fuente de alimentación que está conectada a una cinta transportadora accionada hidráulicamente. Las unidades de almacenamiento generalmente tienen varios compartimentos que pueden almacenar diferentes apuntalantes en la misma unidad.
- (b) El remolque: fue el primer sistema que se usó y todavía está en servicio en la actualidad. Las unidades modernas tienen una rampa centralizada que da servicio a varios compartimentos dentro del vertedero que pueden contener diferentes apuntalantes.
- (c) Los silos de gravedad: Estos son muy confiables y solo requieren la apertura de una compuerta para que el apuntalante llegue al blender. Las unidades nuevas tienen paneles solares que alimentan las puertas. Se conducen a la ubicación horizontalmente, se inclinan verticalmente y se llenan con apuntalante automáticamente.

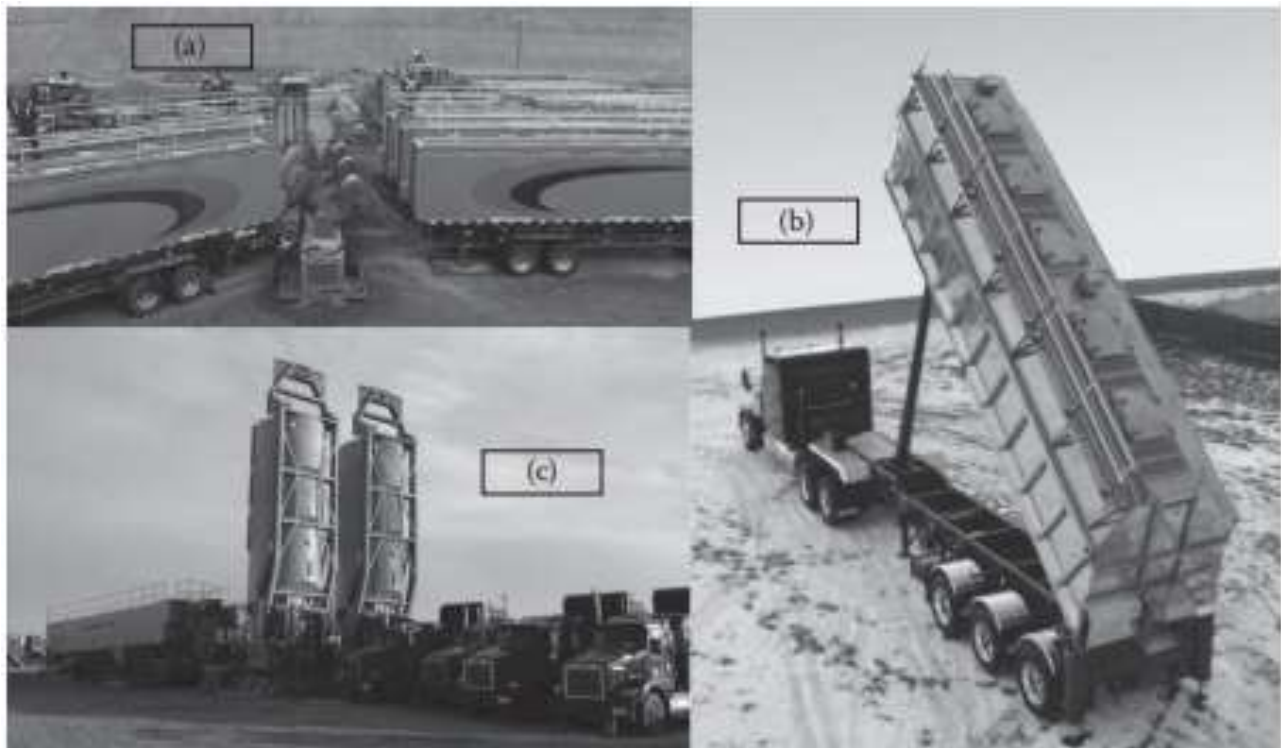


Ilustración 1-2 Equipo de manipulación de apuntalante. (a) Transportador, (b) remolque y (c) silos de gravedad. [6]

- Mezclador (blender)

El blender de fracturamiento es una parte fundamental de la operación, este equipo que se encarga de extraer el líquido de los tanques a través de un colector de succión; a

continuación, se mezcla el fluido base con varias concentraciones de apuntalante y productos químicos juntos; para finalizar se presuriza la suspensión resultante a 50 [psi] y descargarla a través de un Manifold. [6]



Ilustración 1-3 Mezclador de productos químicos y apuntalante (Blender) [5].

- Manifold y uniones

El manifold sirve para reunir varios flujos de líquido en uno solo, ya que por lo general se utilizan varias unidades de bombeo. [4]



Ilustración 1-4 Colector (Manifold). [4]

Las uniones son herramientas que permiten transportar la mezcla a boca de pozo, estas son las siguientes: (a) Junta giratoria Chiksin; (b) líneas de tratamiento; (c) líneas de tratamiento de camión; (d) junta en T; (e) martillo, bloque, válvulas de tapón. [6]

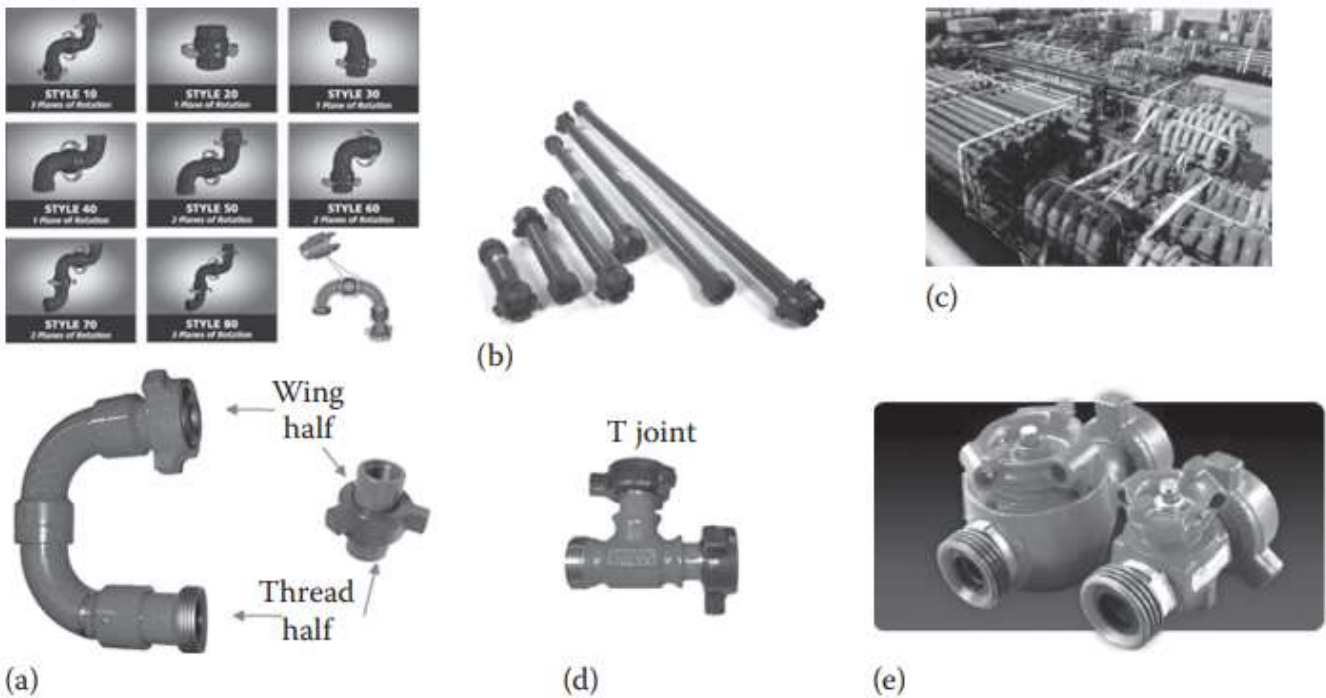


Ilustración 1-5 Uniones para el fracturamiento hidráulico. [6]

- Equipos de Bombeo

Estos equipos son diseñados para poder inyectar el fluido a un alto gasto y alta presión, conocidos como fracturadores. Este equipo consiste en una bomba de alta presión (comúnmente HT300, triplex), un motor y una caja de transmisión. De acuerdo con el diseño del fracturamiento estas bombas son previstas para trabajar entre 5,000 a 10,000 [psi] y en caso de utilizar una mayor capacidad de bombeo existen bombas para trabajar a 15,000 o 20,000 [psi]. Para el diseño del tratamiento se deberá tomar en cuenta la presión de succión y la salida de los fluidos. Usualmente las bombas reciben el fluido con presión desde el blender que va desde los 80 a 120 [psi]. Esta presión es necesaria para evitar problemas de cavitación de las bombas. En la salida de la bomba el fluido tiene la presión de fractura. En operaciones, la potencia de los facturadores va de 800 [HHP] (modelos ya viejos) a 2,000 [HHP]. [5]



Ilustración 1-6 Unidad de bombeo a alta presión y alto gasto. [5]

- 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. [4]

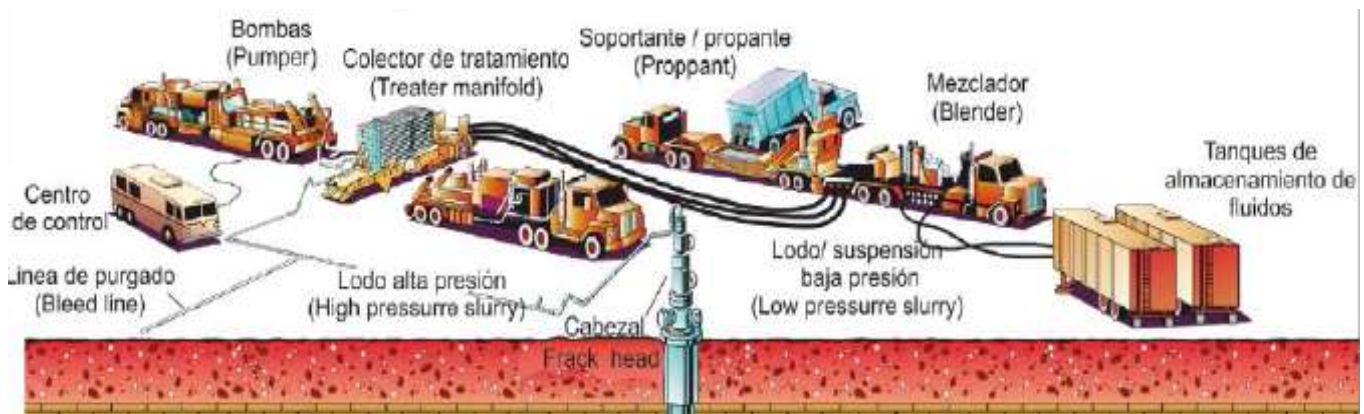


Ilustración 1-7 Equipo de fracturamiento. [4]

1.3 Consumo de agua en el fracturamiento hidráulico

La problemática con la explotación de los recursos no convencionales en México es la necesidad de emplear tratamientos de Fracturamiento hidráulico en plays no convencionales, siendo una técnica que demanda grandes volúmenes de agua.

No obstante, existe una problemática de escases de agua en zonas del norte (Nuevo León, Coahuila, Chihuahua) siendo un impedimento para realizar trabajos de Fracturamiento en las cuencas de Burgos, Sabinas, la plataforma de Burros-Picachos y Chihuahua. El empleo de los recursos hídricos en trabajos de Fracturamiento incrementaría el estrés de la zona.

El nivel de **estrés hídrico** se puede definir como: la relación entre el total de agua dulce extraída por los principales sectores económicos y el total de recursos renovables de agua dulce, después de tener en cuenta las necesidades ambientales de agua. [7]

Las cuencas con recursos no convencionales son: Burgos, Sabinas, la plataforma de Burros-Picachos, Veracruz, Tampico Misantla y Chihuahua. Algunas de estas cuencas se encuentran en zonas con un alto estrés hídrico como se puede ver en la (Ilustración 1-8). [8]

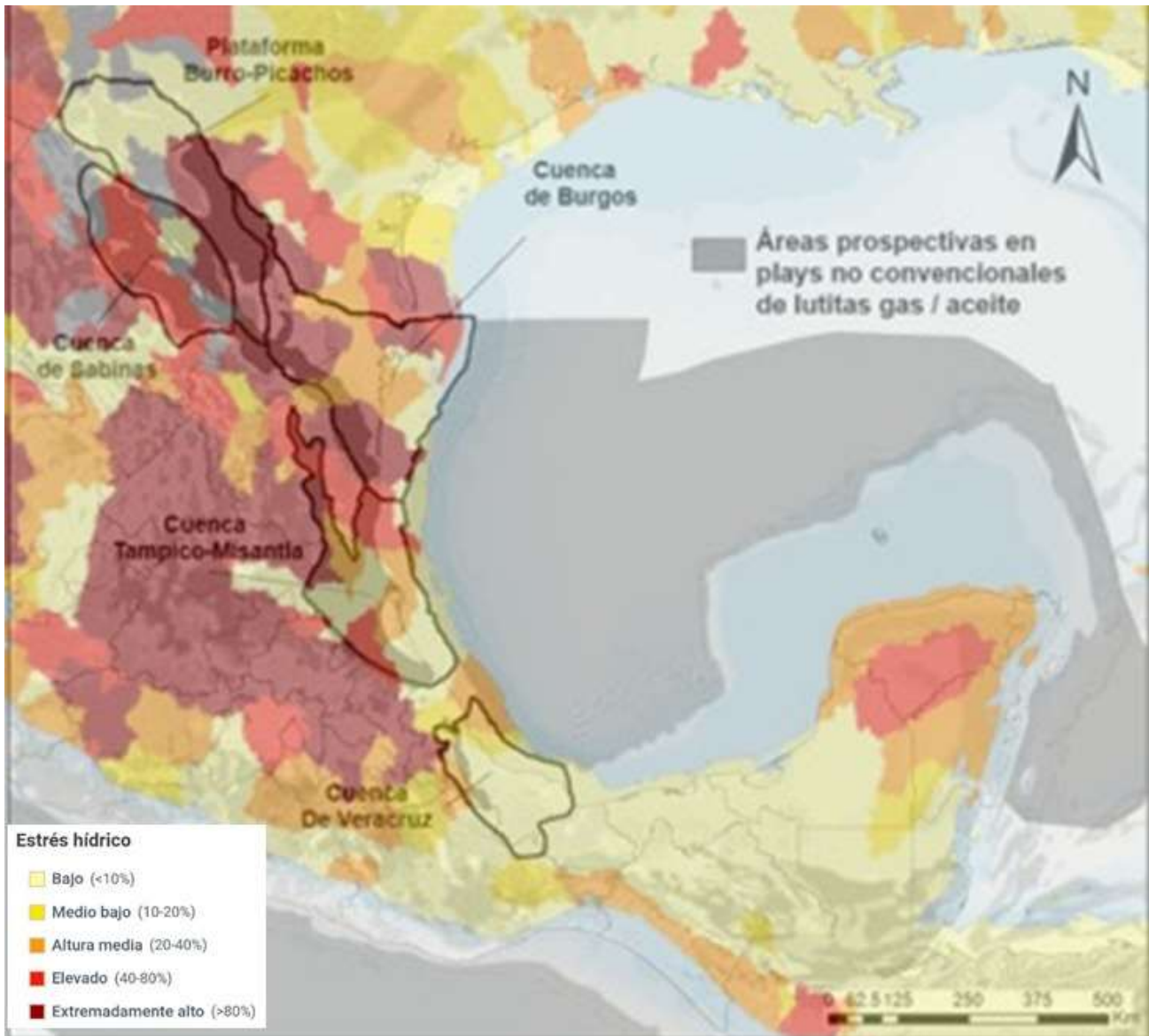


Ilustración 1-8 Cuencas no convencionales de México en zonas con un alto nivel de estrés hídrico. [8]
[9]

Los autores Oropeza y Leal realizaron un análisis en donde se estudió el consumo de los recursos hídricos en la formación Eagle Ford al sur de Texas para posteriormente extrapolar estos resultados a posibles escenarios del consumo de agua en la explotación de los recursos no convencionales en México. Los resultados muestran que el promedio de agua estimada utilizada por pozo en México es de 28,304 [m³], resultado que depende de la ubicación, características geológicas, profundidad y tipo de pozos. De acuerdo con Oropeza y Leal, en un escenario alto en donde se desarrollen estos bloques no convencionales se estiman 3,510 pozos al año, lo que conllevará una disminución de la disponibilidad hídrica de los acuíferos en la zona mayor al 60%. [10]

Por otra parte, en la provincia de Tampico Misantla en dónde se encuentra uno de los plays más interesantes (pimienta) con profundidades superiores a los 3,000 [m] se han realizado pozos de exploración cuyo consumo de agua se muestra en la (Tabla 1-1) y ubicación en la (Ilustración 1-9).

Pozo	Inicio Fractura	Terminación Fractura	Profundidad vertical [m]	Profundidad desarrollada [m]	Volumen de agua total [m ³]
Pankiwi-1 EXP	17/03/2019	25/03/2019	3,220	4,760	18,373.00
Kaneni-1 EXP	16/02/2019	05/03/2019	3,119	4,940	23,800.48
Maxochitl-1 EXP	03/01/2019	09/01/2019	3,556	4,370	8,064.624

Tabla 1-1 Consumo de agua en los pozos exploratorios en la provincia de Tampico Misantla. [11] [12]

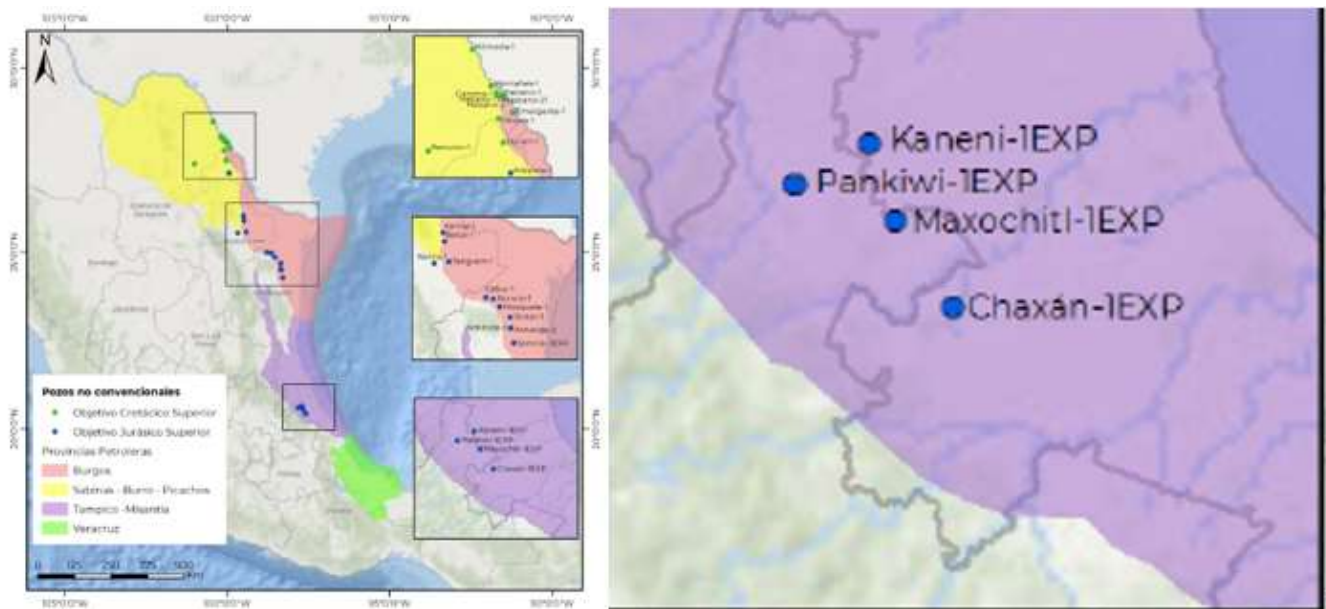


Ilustración 1-9 ubicación de pozos exploratorios en la provincia de tampico Misantla. [12]

1.4 Potencial perdido sin el fracturamiento hidráulico

De acuerdo con la revista **México Forbes** en su artículo “México, entre los 10 países con más gas y petróleo shale del mundo”, la nación mexicana es considerada como el sexto lugar de los países con más shale gas en el mundo con 545 [MMMpc] y el octavo país con más shale oil en el mundo con 13 [MMMBL]. [13]

México cuenta con recursos prospectivos cerca de 112,833 [MMbpce] de los cuales 60,204 [MMbpce] provienen de los recursos no convencionales (*Tabla 1-2*). [14]

Provincia petrolera	Producción acumulada***		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Burgos	2,524.9	4.0	191.7	350.8	540.7	3,282.0	10,472.9
Cinturón Plegado de Chiapas	22.9	0	0.3	5.7	13.1	1,172.0	-
Cinturón Plegado Perdido	-	-	-	-	-	29.8	-
Cuencas del Sureste	50,035.6	82	6,301.6	10,888.5	15,995.5	14,033.4	-
Golfo de México Profundo	-	-	63.5	164.7	891.2	27,852.6	-
Plataforma de Yucatán	-	-	-	-	-	1,856.1	-
Sabinas-Burro-Picachos	130.36	0	5.5	6.5	9.3	374.0	14,246.9
Tampico-Misantla**	7,479.9	12	865.4	3,328.4	6,128.3	2,281.0	34,921.6
Veracruz	949.8	2	456.6	1,037.8	1,442.1	1,778.0	562.8
Reservas Asociadas a CEE	-	-	12.5	53.8	85.9	-	-
Total	61,143.6	100	7,897.3	15,836.2	25,106.1	52,629	60,204

Tabla 1-2 Recursos identificados en México al 1 de enero del 2019 en [MMbpce]. [14]

Un ejemplo de la importancia de la explotación de estos recursos no convencionales es Estados Unidos debido al gran aumento en la producción, este país generó un desarrollo en las tecnologías para explotar estos recursos no convencionales, como las perforaciones horizontales y el fracturamiento hidráulico, lo que lo llevó a ser el mayor productor de aceite en el año del 2019.

Todo esto representa una gran oportunidad para México debido a que nuestros campos no convencionales son análogos a sus campos del jurásico y cretácico; si realizáramos la explotación de estos campos podríamos aumentar nuestras reservas y nuestra producción. [10]

Así mismo el presidente de la Comisión de Energía en el Senado Armando Guadiana (2019) menciona que “En algunas áreas no se necesita el famoso fracturamiento hidráulico, en otras sí. Con la tecnología que ha avanzado, en un futuro próximo vamos a tener que usarlo por la

necesidad de ese gas, y ahí tenemos reservas de 80 años”. Reafirmando que esta técnica es necesaria para poder explotar las reservas que se encuentran en formaciones no convencionales.

1.5 Marco regulatorio

La aplicación del fracturamiento hidráulico en México está sujeta al cumplimiento de la regulación vigente, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos están reguladas principalmente por: SENER, CNH, SEMARNAT y la ASEA.

La CNH entrega y regula contratos o asignaciones con el fin de cumplir sus objetivos estratégicos que son: Garantizar la maximización del valor de los hidrocarburos de la Nación, impulsar el aumento de las reservas de hidrocarburos y del potencial petrolero del país, fortalecer las capacidades de asesoría técnica y generación de conocimiento del sector energético, fortalecer el desarrollo integral del personal para generar un capital humano de excelencia, asegurar la mejora continua de la regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos y asegurar una atención eficiente y de calidad a los entes regulados. [15]

Por lo anterior la CNH regula las actividades de explotación y exploración en campos no convencionales a través de los **Lineamientos De Perforación De Pozos**. El Título III, Capítulo I de los **Lineamientos De Perforación De Pozos** se establecen los siguientes artículos [16]:

- **Artículo 25.-** De los Pozos que requieren autorización: los operadores deberán solicitar autorización para realizar pozos tipo que se utilizarán como modelo de diseño para el desarrollo masivo de yacimientos no convencionales.
- **Artículo 27.-** De los requisitos generales que deberá contener la solicitud de Autorización de Perforación: el operador petrolero deberá presentar su solicitud de autorización, acompañando el comprobante de pago de los derechos o aprovechamientos respectivos y para el caso de no convencionales se deberá incluir un programa preliminar de fracturamiento hidráulico (características del sistema roca-fluido, especificaciones del cabezal y tubería de revestimiento, diseño de la fractura, fluido fracturante, diseño y selección del agente apuntalante), estudios de micro-sísmica y el sistema de barrera o sistemas de doble barrera a emplear para preservar la integridad mecánica del pozo.
- **Artículo 29.-** De los requisitos adicionales que deberá contener la solicitud de Autorización de perforación de Pozos Tipo que se utilizarán como Modelo de Diseño para el desarrollo masivo de Yacimientos No Convencionales: El Operador Petrolero deberá detallar las especificaciones del Pozo Tipo, tales como:
 - i) número y diámetros de tuberías de revestimiento a emplear;
 - ii) profundidades de asentamiento de las tuberías;
 - iii) tipos de trayectorias que podrán realizarse, en caso de Pozos direccionales, Multilaterales u Horizontales.

La SENER se encarga de determinar áreas de licitación; tipos de contratos; elaborar y proponer los anteproyectos de política energética en materia de exploración y extracción de hidrocarburos; recibir y evaluar en términos de su competencia los informes de los asignatarios y contratistas respecto a cualquier siniestro, hecho o contingencia que como resultado de sus operaciones ponga en peligro la vida, salud y seguridad pública, el medio ambiente; así como de Iniciar, tramitar y resolver en el ámbito de sus atribuciones las sanciones que señala la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento. [17]

La SEMARNAT a través de la ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente) regula las actividades de exploración y extracción en campos no convencionales en tierra a través de ***Las 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.***

Los artículos enfocados en la regulación alrededor del fracturamiento hidráulico para campos no convencionales se encuentran en el Capítulo V, Sección VI de ***Las 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*** y estos mencionan que [18]:

- Artículo 24.- se deberá incluir un listado de aditivos a emplear para la formulación de los fluidos fracturantes, incluyendo las hojas de datos de seguridad de cada aditivo.
- Artículo 55.- Previo a la realización de las actividades de fracturamiento hidráulico, los regulados deberán avisar a la Agencia el aviso de cambio de operaciones y deberá incluir:
 - I. Verificación de la Integridad Mecánica y la hermeticidad del Pozo;
 - II. Número de etapas de fracturamiento hidráulico programadas incluyendo el número de clusters por etapa;
 - III. Pronóstico del alcance geométrico de la fractura, con base en la simulación incluyendo un listado de equipos a emplear;
 - IV. Listado y estimación de volumen de materiales a utilizar
 - V. Parámetros de bombeo.
- Artículo 56.- Los Regulados deberán notificar a la Agencia mediante el aviso de cambio de operaciones, cuarenta y ocho horas previo al fracturamiento hidráulico, cuando en la formulación del fluido fracturante se utilicen uno o más aditivos diferentes a los declarados en el aviso de inicio de actividades.
- Artículo 57.- La construcción de presas de terracería para el almacenamiento de aguas de primer uso para fracturamiento hidráulico será permitida en las actividades de exploración y extracción en yacimientos no convencionales, las presas de terracería deberán estar impermeabilizadas mediante una geomembrana, seleccionada de acuerdo con la operación y el entorno al que estará expuesta.

- Artículo 58.- Las presas construidas para el almacenamiento de aguas de primer uso para la terminación deberán ser utilizadas como parte de una red hidráulica para abastecer los trabajos de fracturamiento hidráulico.
- Artículo 59.- Los Regulados deberán restaurar el área utilizada para la construcción de las presas de terracería.
- Artículo 60.- El manejo y almacenamiento de los aditivos y agentes apuntalantes para la formulación de los fluidos fracturantes, deberá realizarse en apego a lo establecido en la normatividad aplicable y lo establecido por los regulados en su sistema de administración autorizado por la Agencia.
- Artículo 61.- Los Regulados deberán implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas en el uso de aditivos y materiales en los fluidos fracturantes, para minimizar los efectos adversos a la integridad física de las personas y el medio ambiente.
- Artículo 62.- Los Regulados deberán contar con una bitácora foliada y actualizada de la operación de fracturamiento hidráulico y presentarla cuando sea requerida por la Agencia.
- Artículo 64.- No se permitirá la construcción de presas de terracería para el almacenamiento del fluido de retorno ni agua producida.
- Artículo 65.- El fluido de retorno y el agua producida obtenidos en los pozos de exploración, pozos de extracción o en plantas de separación, deberán ser almacenados temporalmente en presas portátiles cerradas antes de ser reciclados en el proyecto o realizar su trasiego a pozos de disposición o a plantas de tratamiento.
- Artículo 67.- Los regulados deberán realizar cuando sea posible, el tratamiento y reúso del fluido de retorno con el fin de disminuir el volumen de aguas de primer uso en los trabajos de fracturamiento hidráulico subsecuentes.
- Artículo 68.- Los Regulados deberán conservar el registro del volumen producido de fluido de retorno desde la apertura del pozo, así como el tipo de disposición o reciclaje que efectúen y presentarlo cuando sea requerido por la agencia.
- Artículo 69.- Con la finalidad de identificar las características de peligrosidad del fluido de retorno, los regulados deberán realizar una caracterización composicional de elementos químicos de dicho fluido y el análisis CRIT para determinar si cuenta con características corrosivas, reactivas, inflamables o tóxicas, de acuerdo con la normatividad aplicable.
- Artículo 70.- Estos análisis se realizarán una sola vez por pozo exploratorio. En caso de utilizar en los pozos de extracción sucesivos, sustancias químicas en el fluido fracturante distintas a las declaradas inicialmente, se deberán realizar nuevamente los análisis en el pozo donde inicialmente se aplique esa modificación.

De acuerdo con la ley de Hidrocarburos, a través, del capítulo VII De la Seguridad Industrial y la Protección al Medio Ambiente, en el artículo 129° se le otorga a la ASEA las atribuciones para la regulación de la captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, esto se rige dentro de la ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, específicamente en su título segundo “atribuciones de la agencia y bases de coordinación”, en el capítulo I “Atribuciones de la Agencia”, en su Artículo 5º, sección XIX se menciona que la Agencia tendrá la atribución de “Regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, que se realizan con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos.” [19]

1.6 Ventajas regulatorias de la estimulación con CO₂ súper crítico

Como se mencionó existe un marco regulatorio al que se encuentra sujeta la aplicación del fracturamiento hidráulico en campos no convencionales, con lo cual es importante resaltar algunas ventajas de la estimulación con CO₂ supercrítico, puesto que esta al no utilizar agua algunas partes del marco regulatorio no son aplicables, por ejemplo:

El CO₂ se almacena en tanques y por ende no es necesario la construcción de presas de terracería para el almacenamiento de agua con lo cual los artículo 57 y 58 de las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra* no aplica para los trabajos de estimulación con CO₂ líquido.

Al no utilizar agua no es aplicable el artículo 67 de las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra* que menciona el tratamiento y reúso del Fluido de Retorno con el fin de disminuir el volumen de Agua en trabajos de fracturamiento hidráulico.

La tecnología de estimulación de CO₂ líquido y arena no emplea ningún aditivo, los viscosificantes de CO₂ se encuentran en desarrollo, pero por el momento se emplea el CO₂ al 100% o en una mezcla con nitrógeno, por lo que no es aplicable el Artículo 24 de las *“Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra”* que menciona que se deberá incluir un listado con los aditivos a emplear para la formulación de los Fluidos Fracturantes.

2. Fluidos, aditivos y apuntalantes usados en el fracturamiento

2.1 Introducción

Para comenzar con este capítulo es importante definir que es un fluido fracturante, de acuerdo con la SEMARNAT un fluido fracturante es una “Sustancia utilizada durante el proceso de Fracturamiento Hidráulico, diseñada especialmente para abrir y propagar la fractura, así como transportar el Agente Apuntalante desde la superficie hasta la formación productora” [18], estos fluidos se mezclan con aditivos para modificar sus propiedades físicas para que alcancen una reología ideal para la estimulación. [1]

Los fluidos pueden clasificarse como: **acuosos** y **no acuosos**. Los **fluidos acuosos** son aquellos que utilizan agua para su elaboración, mientras que un **fluido no acuoso** evita el uso de los recursos hídricos.

Para realizar un fracturamiento usualmente se emplea un fluido base, aditivos y apuntalantes; por lo que el conocimiento de las características y tipos de estos materiales es importante para realizar una operación rentable y sin problemas operativos.

2.2 Historia de los fluidos fracturantes

La inyección de un fluido con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos es algo que se implementó desde 1860 en costas de Norteamérica, empleándose nitroglicerina, y en 1930 se sustituyó los materiales explosivos con fluidos corrosivos, pero no fue hasta 1947 cuando se propuso como fluido fracturante el agua. El fracturamiento hidráulico fue utilizado de manera económica el 17 de marzo de 1949, en donde Halliburton llevó a cabo las dos primeras operaciones de fracturamiento comercial, estos tratamientos fueron en el condado de Stephens Oklahoma y el condado de Archer, Texas. [20]

Los primeros fluidos para los tratamientos de fracturamiento fueron con un crudo gelificado y posteriormente se utilizó keroseno gelificado, pero a finales de 1952 una gran parte de los fracturamientos se realizaron con petróleo refinado y crudos estabilizados. Estos fluidos eran baratos lo que permitía mayores volúmenes a menor costo, sus viscosidades más bajas exhibieron menos fricción que geles viscosos, por lo que los gastos de inyección para la ruptura de la roca fueron más bajos comparados con otras técnicas empleadas.

La primera patente de un fluido fracturante fue (US Patent 3058909) en el año de 1962 y a inicios de la década de 1970 surgió una innovación que cambiaría la forma en que los fluidos de fracturamiento son diseñados, surge una técnica para reticular los fluidos con agentes metálicos, estos aditivos tienen la finalidad de incrementar la viscosidad de los fluidos base agua y evitar la descomposición del fluido en altas temperaturas. [20]

El uso de gases para el fracturamiento es algo que está en desarrollo en la industria, pero este recurso no es nuevo, esto se ha empleado desde 1980, de acuerdo a los autores Gupta y Bobier (1998) se realizaron trabajos de estimulación con CO₂ en más de mil pozos durante los años 1981-1997, en formaciones que van desde 0.1[mD] hasta los 10 [D], se ha comprobado que la profundidad no ha sido un problema para este tipo de fluidos ya que han demostrado ser

eficientes en pozos con altas profundidades que van desde los 3,000 metros y con un rango de temperaturas desde los 10 hasta los 100 [°C].

El CO₂ se empezó a utilizar como una alternativa para reducir el uso del agua y gracias a estos estudios se encontraron varias ventajas de este fluido sobre los fluidos acuosos convencionales; se encontró que la colocación del apuntalante con el CO₂ no produce un daño a la formación, así mismo este fluido no causa hinchazón de las arcillas o a las formaciones sensibles al agua, ayuda a incrementar la energía del yacimiento por la expansión del gas, ayuda en la recuperación de hidrocarburos, parte del CO₂ queda atrapado en la formación, etc. Sin embargo, debido a su baja viscosidad este fluido no se considera como un fluido fracturante convencional. Desde las primeras aplicaciones del fracturamiento hidráulico el fluido por excelencia ha sido el agua y algunos fluidos de base aceite.

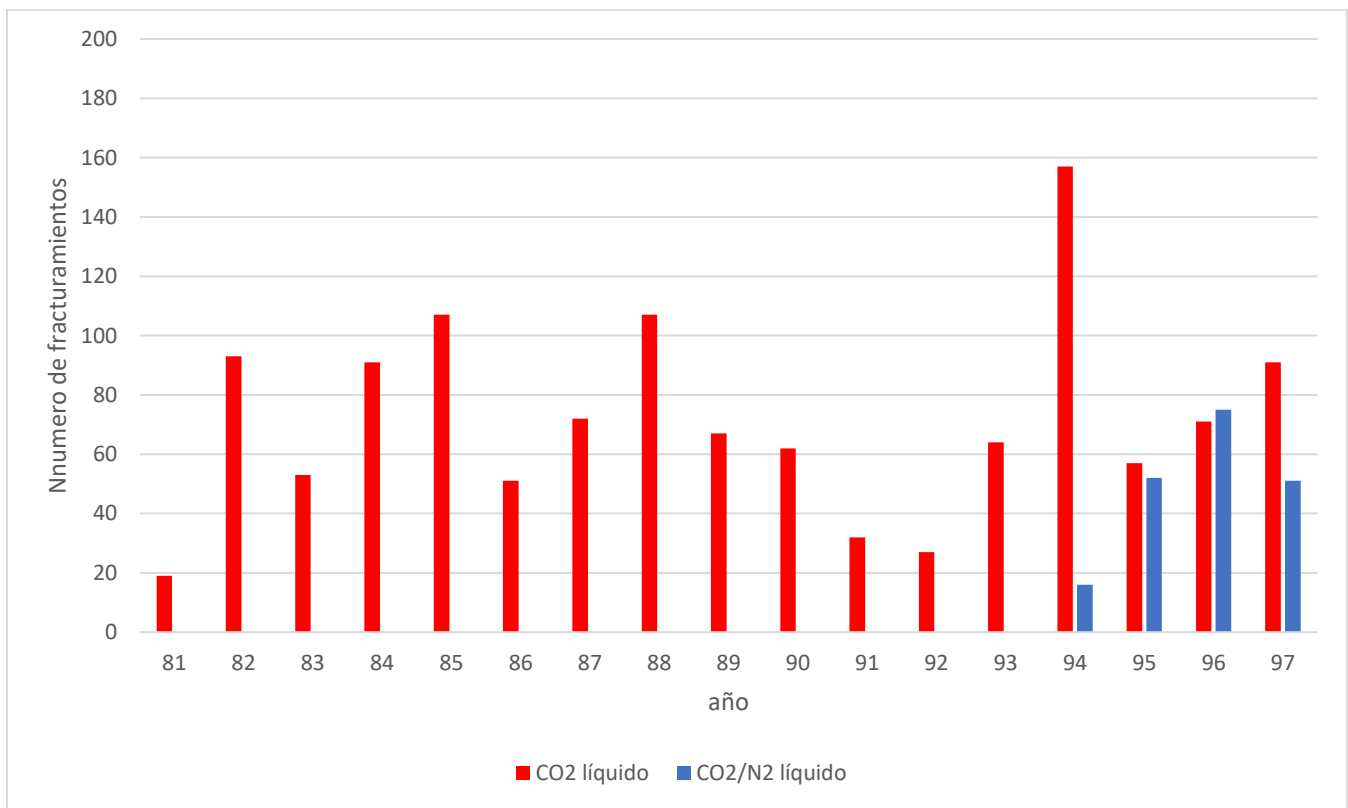
El CO₂ es un fluido no convencional para un trabajo de estimulación, pero esto no quiere decir que este no pueda representar una alternativa para disminuir el uso de fluidos base agua, un claro ejemplo y como se mencionó anteriormente son los trabajos que se realizaron en las formaciones de Canadá durante los años 1981 a 1997, completándose más de 1,178 tratamientos con CO₂ líquido y un aproximado de 176 tratamientos de CO₂/N₂. Las profundidades de los pozos oscilaban entre 123 a 3,226 [m] para el CO₂ líquido y para el CO₂/N₂ las profundidades van de un rango de 194 a 1,670 [m]. (Tabla 2-1 Numero *de tratamientos en formaciones en Canadá*).

Formación	Numero de estimulaciones con CO ₂ Líquido	Numero de estimulaciones con CO ₂ / N ₂ Líquido
	1981 – 1997	1994 - 1997
BELLY RIVER	208	69
GLAUCONITE	165	-
VIKING	154	-
COLONY	113	-
BASAL QUARTZ	95	-
BLUESKY	66	5
GETHING	56	-
BEARSPAW	48	82
ROCK CREEK	45	-
NOTIKEWIN	42	4
OSTRACOD	23	-
CARDIUM	22	-
CADOTTE	22	-
MEDICINE HAT	21	-
HACKETT	20	-
FALHER	18	-
BOW ISLAND	14	3

	Numero de estimulaciones con CO ₂ Líquido	Numero de estimulaciones con CO ₂ / N ₂ Líquido
MANNVILLE	13	-
CADOMIN	13	-
DETRITAL	10	-
EDMONTON	10	13

Tabla 2-1 Numero de tratamientos en formaciones en Canadá. [21]

La formación de Canadá Belly River fue el lugar en donde se realizó un mayor número de fracturamientos con CO₂ líquido, siendo esta una formación de lutitas predominantemente intercaladas de areniscas de grano muy fino con lechos de arenisca de grano más grueso. [22]



Gráfica 2-1 Tratamientos de fractura de CO₂ líquido y CO₂ / N₂ líquido por año. [21].

En la (Gráfica 2-1) se observa que el año con mayor número de estimulaciones con CO₂ líquido en formaciones de Canadá fue en 1994 considerando el periodo 1981-1997.

2.3 Fluidos acuosos.

Los fluidos acuosos son relevantes en la industria petrolera por sus ventajas operativas como: bajo costo del agua en comparación con otros fluidos alternativos, alto rendimiento, fácil manejo en las operaciones y gran capacidad para disolver polímeros.

2.3.1 Agua oleosa

Estos fluidos están compuestos de agua, agentes controladores de arcilla, reductores de fricción y en algunas ocasiones se le agrega un agente de recuperación para reducir la permeabilidad relativa y evitar bloqueos de agua.

Las principales ventajas del uso del agua oleosa como fluido fracturante son: el bajo costo, fácil manejo y permite la recuperación-reutilización del agua.

Las desventajas de este fluido son: una baja capacidad de arrastre, genera un ancho de la fractura estrecho y es necesario bombear a altas velocidades (60 a 120 [bpm]) para poder transportar el apuntalante. [23]

2.3.2 Gel lineal

Estos fluidos son una mezcla de agua, agentes controladores de arcilla y gelificantes (Goma Guar, HPG o HEC). En la mayoría de los casos estos geles son propensos a ser degradados por bacterias así que también se les agrega un bactericida o un biostático, así mismo se les agrega rompedores de gel para evitar el daño al paquete de apuntalante.

Entre las principales ventajas de este fluido son: su bajo costo, su viscosidad y su control sobre la pérdida de fluidos. La desventaja principal de este fluido es que el agua no es reutilizable por los químicos rompedores. [23]

2.3.3 Geles reticulados

Estos se componen de los mismos materiales que un gel lineal con la adición de un agente reticulante, este aumenta la viscosidad del gel lineal y lo hace más estable térmicamente. Unas de las ventajas son: el aumento de viscosidad, un aumento en el ancho de la fractura y con esto tener una mayor concentración de apuntalante, estabilidad térmica, reduce la pérdida de fluido, mejora el transporte de apuntalante y reduce la pérdida de presión por fricción; pero una de sus principales desventajas es que al igual que los geles lineales el agua ya no se puede reusar debido a químicos rompedores. [23]

2.3.4 Fluidos energizados

Los fluidos energizados son líquidos que se han mezclado con alguna proporción de gas, estos fluidos se **energizan** debido a su capacidad para fluir de regreso por sí mismos sin la necesidad de una bomba. [24]

En los fluidos energizados, la fase líquida contiene burbujas dispersas como se muestra en la (Ilustración 2-1).

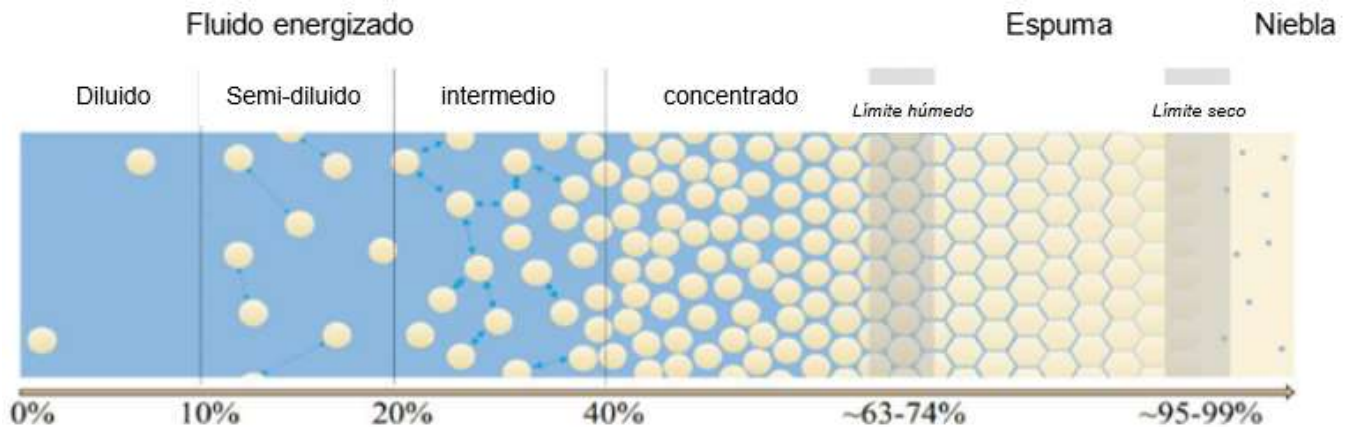


Ilustración 2-1 Fracción de volumen de burbuja. [25]

La fracción del volumen de burbuja también es conocido como calidad de espuma y representa la proporción de gas que se agrega al fluido base. Los fluidos pueden ser energizados o espumados siempre y cuando no se rompa la continuidad de la fase líquida, romper la continuidad de la fase líquida significa llegar a un punto en donde la fracción de volumen de burbuja es mayor a un 90 % o tener un fluido niebla.

La (Ecuación 1) se utiliza para calcular la calidad de la espuma, esta ecuación depende de la presión y temperatura a la cual se calcula, usualmente se hacen tres mediciones, en cabeza de pozo, a fondo de pozo y a la presión de la fractura. [26]

Ecuación 1 Calidad de espuma.

$$FQ(\%) = \frac{VOL. GAS (P, T)}{VOL. GAS (P, T) + VOL. LIQUIDO(P, T)} \times 100$$

FQ(%)= calidad de espuma [%]

VOL.GAS (P,T)= volumen de gas [m³] (bajo una condición de presión y temperatura)

VOL.LIQUIDO (P,T)= volumen de líquido [m³] (bajo una condición de presión y temperatura)

En la (Ilustración 2-1) se puede observar que al aumentar la fracción de volumen de burbuja y dependiendo el porcentaje podemos obtener un fluido energizado, una espuma y fluidos niebla.

La espuma es una clase de fluidos energizados y se puede definir como “una dispersión de burbujas de gas en un líquido, siendo el gas la fase no continua y el líquido la fase continua”.

Las espumas se han considerado como un buen fluido fracturante para formaciones sensibles al agua y en entornos donde el agua es escasa, debido a que estas requieren menor consumo de agua y causan un menor daño en formaciones sensibles. [24]

Estas espumas se pueden clasificar en las cuatro siguientes:

- Espumas a base de agua: Agua y Espumante + N₂ o CO₂
- Espumas a base de ácido: Ácido y Espumante + N₂
- Espumas a base de alcohol: Metanol y Espumante + N₂
- Espumas a base de CO₂: CO₂ líquido + N₂

Estos fluidos son muy versátiles debido a sus características de baja densidad y alta viscosidad, algunos autores afirman que la tecnología de fracturamiento con espumas parece ser ventajosa sobre los trabajos con fluidos acuosos, debido al menor uso de agua y reduce el uso de aditivos químicos peligrosos para la salud en el fluido fracturante. [24] También se ha demostrado que las espumas tienen una mejor distribución del apuntalante en comparación con la fractura a base de agua, reduce la invasión de fluidos a la formación y proporciona una limpieza rápida debido a que la expansión del gas aligera la columna de fluido, esto hace que la energía del yacimiento desplace los fluidos a superficie generando un retorno acelerado y eficiente. [27]

2.3.5 Fluidos a base de emulsión

Estos fluidos son una mezcla de dos o más líquidos que normalmente son inmiscibles (emulsión). Muchos de estos fluidos utilizan emulsiones de aceite y agua por lo que pueden ser clasificados como fluidos base aceite. [24]

Las principales ventajas de estos fluidos son: su posibilidad para utilizar gelificantes para aumentar la viscosidad, los residuos que permanecen en la formación son mínimos, presentan una baja tensión superficial, baja presión para iniciar la limpieza y reduce el daño por invasión de fluidos.

Las desventajas de estos fluidos son: sus costos, si el fluido es base agua una parte puede ser entrampada en la formación y que debido a su alto contenido de surfactante estos pueden reaccionar con los fluidos de formación. [24]

2.4 Fluidos no acuosos

La tecnología de fracturamiento hidráulico se ha vuelto necesaria para el desarrollo de yacimientos compactos y no convencionales, una de las principales preocupaciones de esta técnica es el uso de grandes cantidades de agua en estos tratamientos. El uso de agua para la estimulación de estos yacimientos acarrea problemas como: hinchazón de las arcillas, contaminación de los recursos hídricos por el uso de aditivos, aumento del estrés hídrico en la zona, etc.

La industria petrolera ha visualizado como una posible solución la utilización de **fluidos fracturantes no acuosos**, que se desarrollaron para reducir o eliminar la necesidad de agua en el fracturamiento hidráulico, no obstante, los principales desafíos en el desarrollo de **fluidos no acuosos** incluyen: la viabilidad económica, el respeto al medio ambiente y la efectividad para estimular la formación.

2.4.1 Fluidos base aceite

Estos fluidos suelen ser aceite crudo y refinados, dichos fluidos se utilizan en formaciones sensibles al agua para reducir importantes daños a la formación. Cuando se utilizan petróleos crudos pueden ocurrir problemas de gelificación de alta viscosidad y cuando se utilizan aceites refinados o Diesel, el costo es muy alto y el aceite debe recolectarse en la refinería antes que cualquier aditivo. [23]

Entre las ventajas de este tipo de fluidos son las siguientes: es un fluido de alta viscosidad y es compatible con casi cualquier tipo de formación de lutitas. Las desventajas de los fluidos son: los altos costos, riesgos a la seguridad de la operación y el impacto ambiental en comparación con la mayoría de los fluidos base agua. [24]

2.4.2 Fluidos ácidos

Estos tratamientos son distintos a los convencionales, debido a que la forma de crear los canales de alta conductividad es a través de un ácido y no de un fracturamiento de la roca, el ácido graba los canales en la roca, esto es posible dado que la formación es soluble en estos ácidos.

Cabe mencionar que estos tratamientos son muy pocos efectivos en formaciones de lutitas con intercalaciones de carbonato; un ejemplo es la formación Eagle Ford en los Estados Unidos de América, en esta formación, aunque se tenga una cantidad significativa de carbonato es difícil emplear estos fluidos, puesto que no se tiene una continuidad significativa de los carbonatos. [24]

2.4.3 Líquidos a base de alcohol

En estos fluidos de fracturamiento se emplea el metanol como fluido base por lo que carecen de viscosidad, no obstante, es posible incrementarla utilizando agentes gelificantes (polímeros sintéticos, goma Guar), cabe señalar que a estos geles también se les puede agregar reticuladores para aumentar su viscosidad aún más. Así mismo se ha probado la generación de espumas de metanol las cuales elevan su viscosidad, este fluido usualmente es energizado con N_2 y CO_2 . [19]

Algunas ventajas de este fluido son sus excelentes propiedades como: una alta solubilidad en agua, baja tensión superficial y alta presión de vapor. Estas propiedades son favorables para la recuperación de los fluidos de la formación, aumentando la permeabilidad de la zona tratada y evitando problemas por bloqueo de agua.

Las desventajas de este fluido son: la manipulación segura, los gastos adicionales para garantizar que todo el personal esté completamente capacitado en los procedimientos adecuados para el manejo de materiales inflamables y el costo, ya que comparado con el costo de los fluidos base agua los fluidos a base de metanol son de 3 a 4 veces más caros. [19]

2.4.4 Gas licuado de petróleo (GLP)

Los fluidos de fracturamiento gelificados a base de GLP son sistemas diseñados para la estimulación de pozos de gas. Usan hasta un 100% de GLP gelificado para el **colchón** y la

limpieza, y para las etapas cargadas con apuntalante hasta un 90% de GLP y el porcentaje restante de un fluido volátil a base de hidrocarburos. [28]

En la (Tabla 2-), se observa una ficha de bombeo para un tratamiento con GLP como fluido base para el fracturamiento.

Concentración de apuntalante en el fondo del pozo	Aceite base (%)	GLP (%)	Concentración de apuntalante en el Blender (kg/m ³)
0 (colchón)	0	100	0
200 kg/m³	10	90	2,000
400 kg/m³	20	80	2,000
600 kg/m³	30	70	2,000
0 (bache lavador)	0	100	0
0 (último bache lavador 1 [m³])	100	0	0

Tabla 2-2 ficha de bombeo de un tratamiento con GLP [28]

Esto reduce el aceite total que se introduce en la formación y por ende menor hidrocarburo quedará atrapado. La recuperación de GLP no es un problema, debido a que este retorna a superficie como gas, ya que la mayoría del GLP está compuesto en gran parte por propano, etano, butano e isobutano; todos esto son gases en condiciones estándar. [28]

Los investigadores Yongjun y Xiangqian proponen un fluido fracturante basado en GLP como fluido base. El sistema de fluido fracturante desarrollado utiliza éster de dialquil fosfato como agente gelificante y un complejo férrico como agente de reticulación; se ha demostrado que tiene un rendimiento de reticulación muy bueno que lo hace adecuado para yacimientos de lutitas. [29]

Las propiedades del gel GLP incluyen: baja tensión superficial, alto transporte, baja densidad y solubilidad dentro de los hidrocarburos naturales del yacimiento. Debido a estas propiedades este fluido fracturante es compatible con fluidos del yacimiento, proporciona una longitud media de fractura efectiva aumentada, permite una rápida recuperación del líquido fracturante, el sistema no se ve afectado por la cizalladura, es un fluido estable térmicamente hasta los 150 [°C] y permite distribuir uniformemente el apuntalante.

Las principales limitaciones son: el fluido requiere una extrema atención a la seguridad de las operaciones de bombeo de GLP, es necesario utilizar equipos de bombeo especializados y contenedores de almacenamiento de GLP, es necesario aplicar procedimientos de seguridad adicionales, los costos son más elevados que los fluidos convencionales y se necesitarán equipos de protección contra incendios. [28]

2.4.5 Tecnologías de N₂

El uso de este gas como fluido fracturante se remonta a la década de los 60's en donde se utilizaba como un fluido auxiliar en los procesos de producción de yacimientos no convencionales, no fue hasta finales de la década de los 70's cuando las tecnologías de fracturamiento con este gas se desarrollaron. Esta tecnología se diferencia a las espumas de N₂ en que este no utiliza otro fluido o espumante. [30]

El proceso consiste en la inyección de gas N₂ puro a la formación para generar las fracturas y posteriormente se introduce una mezcla de gas N₂ con apuntalante para impedir el cierre de las fracturas.

Las ventajas de este proceso son: el costo del gas no es elevado, es un gas inerte por lo que no daña la formación y genera una fácil limpieza del pozo.

Se pueden considerar como desventajas las siguientes: poca capacidad de arrastre del apuntalante, es aplicable solo para pozos someros y tiene una dificultad para generar una buena geometría de fractura.

2.4.6 CO₂ supercrítico

El CO₂ tiene propiedades necesarias para ser una alternativa viable, debido a la interacción que tiene con la formación. La capacidad de adsorción de CO₂ en la lutita es superior al metano (CH₄) y otros gases hidrocarburos, por lo tanto, el CO₂ representa una mejor opción en cuanto a la absorción y captura con respecto a otros fluidos no acuosos.

Debido a que el CO₂ puede reemplazar al CH₄ en la formación de lutitas, representa una mejor producción de gas y al mismo tiempo permaneciendo atrapado bajo tierra; otra de las virtudes del CO₂ como fluido fracturante es que, debido a su baja viscosidad es capaz de generar redes de fracturas más complejas. [24]

El uso de CO₂ líquido como fluido fracturante se ha propuesto en diferentes formas, principalmente como:

- CO₂ líquido (supercrítico a las condiciones del yacimiento) para el fracturamiento de la formación objetivo.
- Espumas de CO₂.
- Sistemas híbridos: CO₂ en conjunto con otros fluidos.

Esta investigación se enfoca en el empleo del CO₂ líquido (supercrítico a condiciones de yacimiento) reemplazando el agua como fluido fracturante. Esta técnica consiste en la inyección de CO₂ líquido puro con apuntalante a la formación con el fin de generar fracturas en la roca y proporcionar un canal de alta conductividad.

El CO₂ en estado líquido se mezcla con el apuntalante en un blender especial para que las condiciones de presión y temperatura sean las adecuadas para que el CO₂ no tenga un cambio de fase; al ser inyectado al yacimiento el CO₂ pasará de un estado líquido a condiciones supercríticas en el fondo del pozo, este fenómeno se da por el aumento de presión y

temperatura. En estos sistemas, el apuntalante se coloca en la formación sin causar daño de ningún tipo y sin agregar ningún otro fluido portador, viscosificante u otros químicos. [24]

Las ventajas de este fluido son: no causa daño a la formación por hinchamiento de arcillas, evita el bloqueo por agua, el CO₂ después del fracturamiento puede proporcionar una gran cantidad de energía para el yacimiento, el choque térmico generado por el CO₂ líquido a baja temperatura puede reducir eficazmente la presión de fractura de la formación, el CO₂ tiene buena movilidad y puede entrar en microporos, es miscible con los hidrocarburos del yacimiento, provoca un aumento en el volumen del aceite (hinchamiento), se da una vaporización de los hidrocarburos más livianos, ayudando a los mecanismos de producción en yacimientos no convencionales y unas de las ventajas que causa interés en esta tecnología es que el CO₂ puede quedar atrapado en la formación lo que representa una solución para reducir este gas de efecto invernadero en la atmósfera. [31]

Las desventajas de este fluido son: una baja viscosidad, baja capacidad para transportar el apuntalante, costos elevados por los equipos utilizados y es una tecnología que se encuentra en desarrollo.

2.4.7 Comparación de tecnologías de fracturamiento sin agua

Como se mencionó en este capítulo, el CO₂ no es la única tecnología de fracturamiento no acuosa disponible en el mercado, cada uno de estos fluidos fracturantes presenta diferentes beneficios y limitaciones en su aplicación; con lo cual es importante realizar una comparativa entre las principales características de este tipo de tecnologías.

En la (Tabla 2-3) se presenta una comparativa de algunas de las características más importantes, en esta resaltan los siguientes puntos:

- El CO₂ presenta una mejor miscibilidad con los hidrocarburos a comparación de las tecnologías con nitrógeno.
- La aplicación para el CO₂ no presenta limitaciones con la profundidad.
- El riesgo de aplicación es menor en comparación con las tecnologías de GLP, aceite y alcohol.
- El costo del CO₂ es menor en comparación con las tecnologías de GLP, aceite y alcohol, sin embargo, el nitrógeno es el fluido menos costoso para realizar trabajos de fracturamiento.
- El CO₂, al quedar atrapado en la formación durante el proceso de fracturamiento (secuestro de dióxido de carbono) se presenta como una alternativa amigable con el medio ambiente.

	Gas licuado de petróleo (GLP)	Base Aceite	Base alcohol	Gas N ₂	Dióxido de carbono (CO ₂)
Miscibilidad con los hidrocarburos	Muy alta	Alta	Muy alta	Baja	Media
Profundidad de formación	Compatible para profundidades superficiales y profundas	Compatible tanto para profundidad superficial como profunda	Compatibles con las formaciones poco profundas (bajas presiones)	Compatibles con formaciones poco profundas	Compatible para profundidades superficiales y profundas
Viscosidad y capacidad de arrastre	Viscosidad moderada, buena capacidad de transporte de apuntalante.	Buena viscosidad, muy buena capacidad de carga de apuntalante.	Viscosidad moderada, buena capacidad de transporte de apuntalante	Baja viscosidad, pobre capacidad de carga de apuntalante	Baja viscosidad, pobre capacidad de carga de apuntalante
Proceso de separación y flujo de retorno	Proceso de separación simple y alto flujo de retorno	Reutilizable (difícil proceso de separación) y alto flujo de retorno	Proceso de separación simple y alto flujo de retorno	Proceso de separación simple y alto flujo de retorno	Proceso de separación difícil, pero rápido flujo de retorno y fácil limpieza del pozo
Peligroso*	Muy peligroso	Muy peligroso	Muy peligroso	Seguro	Ligeramente peligroso
Favorable al medio ambiente	No muy amigable con el medio ambiente	No muy amigable con el medio ambiente	No muy amigable con el medio ambiente	Es amigable con el medio ambiente	Respetuoso con el medio ambiente cuando se reutiliza Sc-CO ₂ en el fracturamiento y parte del CO ₂ queda atrapado en la formación
Costo del fluido	Muy costoso	Muy costoso	Muy costoso	Poco costoso	Costoso

Tabla 2-3 Tabla comparativa de los fluidos de fracturamiento no acuosos. [32]

*peligroso: se refiere al riesgo que conlleva el uso del fluido durante las operaciones de fracturamiento.

2.5 Tipos de aditivos

Los aditivos son químicos que se agregan a el fluido fracturante para que adquiera diferentes propiedades que van desde incrementar su viscosidad hasta hacerlos resistentes a altas temperaturas, los diferentes químicos que se emplean para la elaboración de los fluidos fracturantes son los siguientes (Tabla 2-4) [33]:

- **Ácido:** los ácidos se utilizan para limpiar el cemento y restos de lodo de perforación de la formación, disminuyendo las obstrucciones de la porosidad de la formación.
- **Biocida:** los fluidos de fractura suelen contener geles de origen orgánico, lo que proporciona un medio para el crecimiento de bacterias. Las bacterias pueden descomponer el fluido fracturante reduciendo su viscosidad y por consiguiente su capacidad para arrastrar el apuntalante, por estas razones se les añaden biocidas a los tanques de mezcla con los agentes gelificantes para eliminar estas bacterias.
- **Agente gelificante:** estos se utilizan en los fluidos para aumentar la viscosidad y la capacidad de arrastre, lo que permite un mejor transporte del apuntalante, en general estos agentes son de origen orgánico y son biodegradables.
- **Inhibidor corrosivo:** son utilizados en fluidos fracturantes que contienen ácidos; estos inhiben la corrosión de tubos de acero, revestimientos de pozos, herramientas y tanques.
- **Reductor de fricción:** estos minimizan la fricción permitiendo que los fluidos fracturantes se inyecten a velocidades y presiones óptimas.
- **Agente de reticulación:** son aditivos que proporcionan a los geles una mayor viscosidad y proporciona resistencia a las altas temperaturas.
- **Rompedor:** son productos químicos que se introducen en las últimas etapas de los trabajos de fracturamiento con el fin de descomponer la viscosidad del agente gelificante, liberando el apuntalante y mejorando la recuperación del flujo de retorno.
- **Controladores de pH (buffer):** son químicos utilizados para ajustar el pH del fluido base de modo que se pueda diseñar la dispersión, hidratación y reticulación de los polímeros de los fluidos fracturantes.
- **Surfactante:** estos se añaden a los fluidos de fracturamiento para reducir la tensión superficial del fluido, con el fin de aumentar la recuperación y mejorar la compatibilidad entre el fluido de fracturamiento y la matriz de formación o los fluidos de formación.

Nombre químico	Propósito químico	Función del producto
Goma xantana	Espesa el ácido para controlar la pérdida de líquido	Agente gelificante
Goma guar y su derivados HPG, CMHPG	Espesa el agua para suspender el apuntalante y reducir la fricción	Agente gelificante
Derivados de celulosa: HEC y CMHEC R (n)	Espesa el agua para suspender el apuntalante y	Agente gelificante

Nombre químico	Propósito químico	Función del producto
OCH₂COONa	reducir la fricción	
Ácido cítrico (HOOCCH₂)₂C(OH)COOH	Evita la precipitación de metal óxidos	Control de hierro
Ácido acético CH₃COOH	Evita la precipitación de metal óxidos y control de pH	Control de hierro y pH
Ácido tioglicólico HSCH₂COOH	Evita la precipitación de metal óxidos	Control de hierro
Lauril sulfato y sus derivados C₁₂H₂₅OSO₂ONa	Se utiliza para prevenir la formación de emulsiones en el depósito y mejorar la recuperación de líquido.	No emulsionante y tensioactivos
Hidróxido de sodio NaOH	Ajusta el pH del fluido para garantizar la efectividad de otros componentes, como reticuladores	Agente de ajuste del pH
Hidróxido de potasio KOH	Ajusta el pH del fluido para garantizar la efectividad de otros componentes, como reticuladores	Agente de ajuste del pH
Carbonato de sodio Na₂CO₃	Ajusta el pH del fluido para garantizar la efectividad de otros componentes, como reticuladores	Agente de ajuste del pH
Carbonato de potasio K₂CO₃	Ajusta el pH del fluido para garantizar la efectividad de otros componentes, como reticuladores	Agente de ajuste del pH
Acrilato de sodio y copolímeros de acrilamida. C₃H₃O₂ · Na	Evita las incrustaciones en la tubería o en la fractura.	Inhibidor de incrustaciones
Policarboxilato de sodio	Evita las incrustaciones en la tubería	Inhibidor de incrustaciones
Naftalina C₁₀H₈	Reducción de la tensión superficial para la recuperación de fluidos.	Surfactante
Éter monobutílico de etilenglicol (EGMBE) C₄H₉OCH₂CH₂OH	Reducción de la tensión superficial para la recuperación de fluidos.	Surfactante
Ácido clorhídrico HCl	Elimina minerales solubles en ácido y debilita la roca para permitir presiones de inicio de fractura más bajas	Acido
Glutaraldehído C₅H₈O₂	Elimina las bacterias en el agua para evitar la descomposición prematura del polímero de fractura.	Biocida
Compuestos de cloruro de amonio cuaternario	Agentes de control de arcilla y elimina las bacterias en el agua.	Biocidas y controlador de arcilla
Amonio persulfato (NH₄)₂S₂O₈	Rompe el polímero que se utiliza para crear el fluido de fractura.	Rompedor
Cloruro de sodio NaCl	Producto estabilizador	Rompedor

Nombre químico	Propósito químico	Función del producto
Peróxido de magnesio MgO ₂	Retrasa la descomposición del agente gelificante de líquido de fracturamiento	Buffer
Óxido de magnesio MgO	Retrasa la reticulación del fluido fracturante y el agente gelificante.	Buffer
Cloruro de calcio CaCl ₂	Producto estabilizador y de protección contra congelamiento.	Buffer
Cloruro amónico NH ₄ Cl	Estabilizador de arcilla: compatible con fluidos ácidos.	Controlador de arcilla.
Cloruro de potasio KCl	Evita que las arcillas se hinchen o migren	Controlador de arcilla.
Metanol CH ₃ OH	Protección contra congelamiento	Anticongelante
Acetaldehído CH ₃ CHO	Evita la corrosión de la tubería	Inhibidor corrosivo
Destilado de petróleo ligero tratado con hidrógeno	Líquido portador para agentes gelificantes, reductores de fricción y reticulantes	Control de pérdida de fluido y fluido portador
Metaborato de potasio KBO ₂	Reticulante para fluido reticulado por borato	Reticulante
Triethanolamine	Mantiene la viscosidad del fluido a medida que aumenta la temperatura	Estabilizador de fluido
Circonio quelado	Reticulante para fluidos de alta temperatura o bajo pH	Reticulante

Tabla 2-4 Aditivos utilizados en la elaboración de fluidos fracturantes. [6]

2.5.1 Aditivos usados para fluidos acuosos

En la (Tabla 2-5) se detallarán cuáles son los aditivos más utilizados para la elaboración de los fluidos acuosos, también se detalla el propósito de estos en su aplicación. [34]

Fluido base	Tipo de fluido	Composición	Propósito
Agua	Gel lineal	agua, guar, HPG, HEC, CMHPG	fracturas cortas, baja temperatura
	Gel reticulado	agua, reticulante, guar, HPG, CMHPG o CMHEC	fracturas largas, alta temperatura
	Agua oleosa	agua, arena, aditivos	fracturas cortas y estrechas, baja temperatura
	gel tensioactivo viscoelástico (micelar)	agua, electrolito, tensioactivo	fracturas moderadamente altas y temperaturas moderadamente altas
Espuma	Base agua	agua, espumador, N ₂ o CO ₂	formaciones de baja presión
	Base ácido	ácido, espumador, N ₂	baja presión, formaciones de carbonato
	Base alcohol	metanol, antiespumante, N ₂	formaciones sensibles al agua de baja presión
	Base CO ₂	CO ₂ + N ₂	formaciones de baja presión
Emulsión	emulsión agua-aceite	agua + aceite	formaciones sensibles al agua, formaciones no convencionales

Fluido base	Tipo de fluido	Composición	Propósito
	CO ₂ – metanol	Ácido, reticulante, guar o HPG	(de baja permeabilidad), pero sin uso directo para la estimulación del gas de esquisto
	Otras	CO ₂ + agua + metanol	

Tabla 2-5 Composición de fluidos acuosos. [34]

2.5.2 Aditivos usados para fluidos no acuosos

Los fluidos no acuosos requieren aditivos para alcanzar una reología adecuada para su aplicación, en la (Tabla 2-6) se detalla el tipo de aditivo que se utiliza de acuerdo con el propósito de la estimulación que se realizará.

Fluido base	Tipo de fluido	Composición	Propósito
Aceite	Gel lineal	Aceite, gelificante	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua
	Gel reticulado	Aceite, gelificante, reticulante	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua
	Emulsión	Agua, aceite, emulsionante	Fracturas de longitud moderada, buen control de la pérdida de líquidos
Acido	Gel lineal	Ácido, guar o HPG	Fracturas cortas, formaciones carbonatadas
	Gel reticulado	Ácido, reticulante, guar o HPG	Fracturas largas y anchas, formaciones carbonatadas
	Emulsión	Ácido, aceite, emulsionante	Fracturas de longitud moderada, formaciones carbonatadas
Alcohol	Mezcla de metanol y agua o metanol al 100%	Metanol y agua	Yacimientos de baja permeabilidad con alto contenido de arcilla, baja presión de formación

Tabla 2-6 Composición de los fluidos no acuosos. [34]

2.5.3 Aditivos para CO₂ super crítico.

Uno de los objetivos de esta tesis es conocer el proceso de fracturamiento con CO₂ super crítico, por lo que es de gran importancia conocer las características de nuestro fluido, así como sus limitantes.

El CO₂ en estado líquido presenta una baja viscosidad, por lo que presenta una mala capacidad de transporte de apuntalante, así como una alta pérdida de presión por fricción. No obstante, se han desarrollado viscosificantes y espesantes que se puedan agregar al CO₂ para poder dar solución a estos problemas.

Los autores Yanling Wang y Bin Liu han desarrollado polímeros que pueden dar la viscosidad que necesita el CO₂ para mejorar la capacidad de arrastre, con el agregado que son amigables con el medio ambiente a comparación de los fluoropolímeros y los hidrocarburos poliméricos; el nombre de los polímeros son HBD-1 and HBD-2 y estos se muestran en la (Ilustración 2-2). [35]

Estos polímeros se sintetizaron a partir de dimetacrilato de etilenglicol, 2,4,6,8-tetrametilciclotetrasiloxano (D4H), trimetacrilato de trimetilolpropano y $\text{H}_2\text{PtCl}_6 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; estos polímeros se sintetizaron a partir de la hidrosililación.

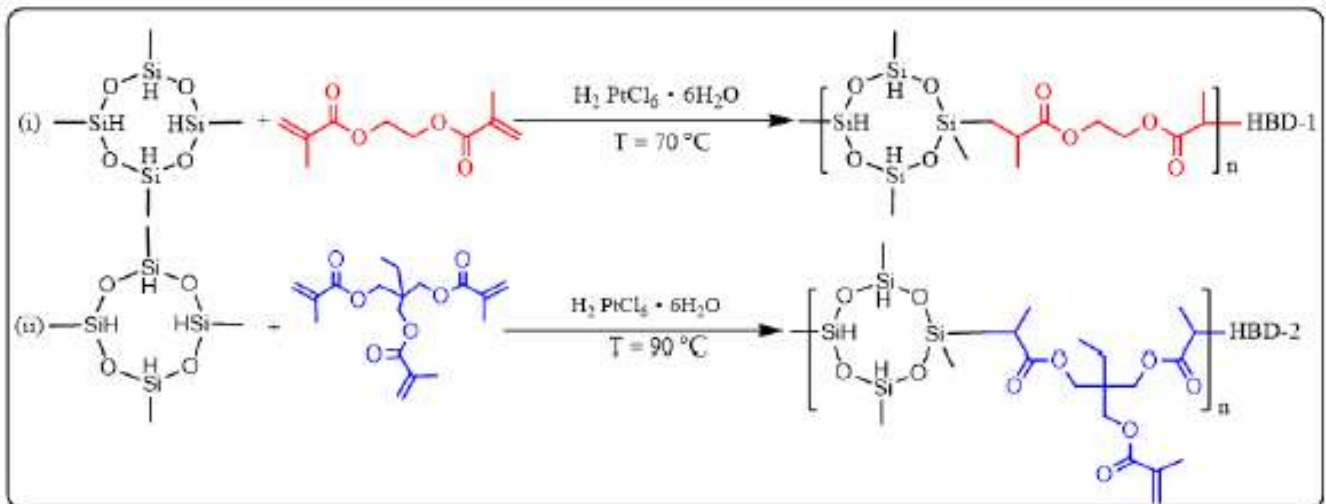
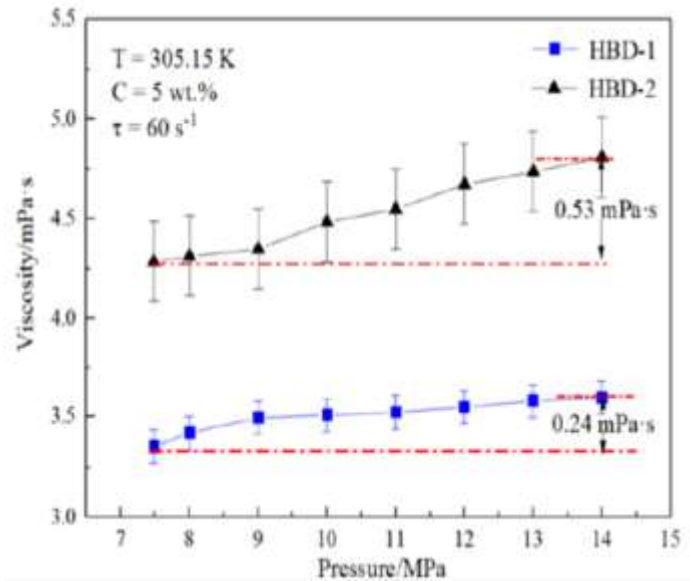
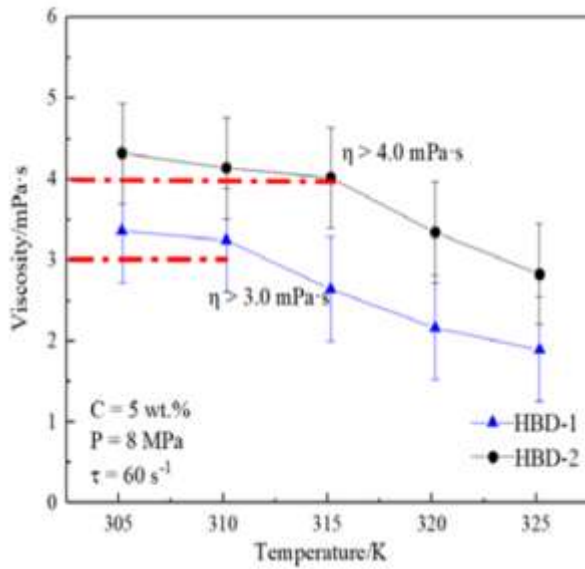


Ilustración 2-2 Ruta sintética del HBD-1 Y HBD-2 [35]

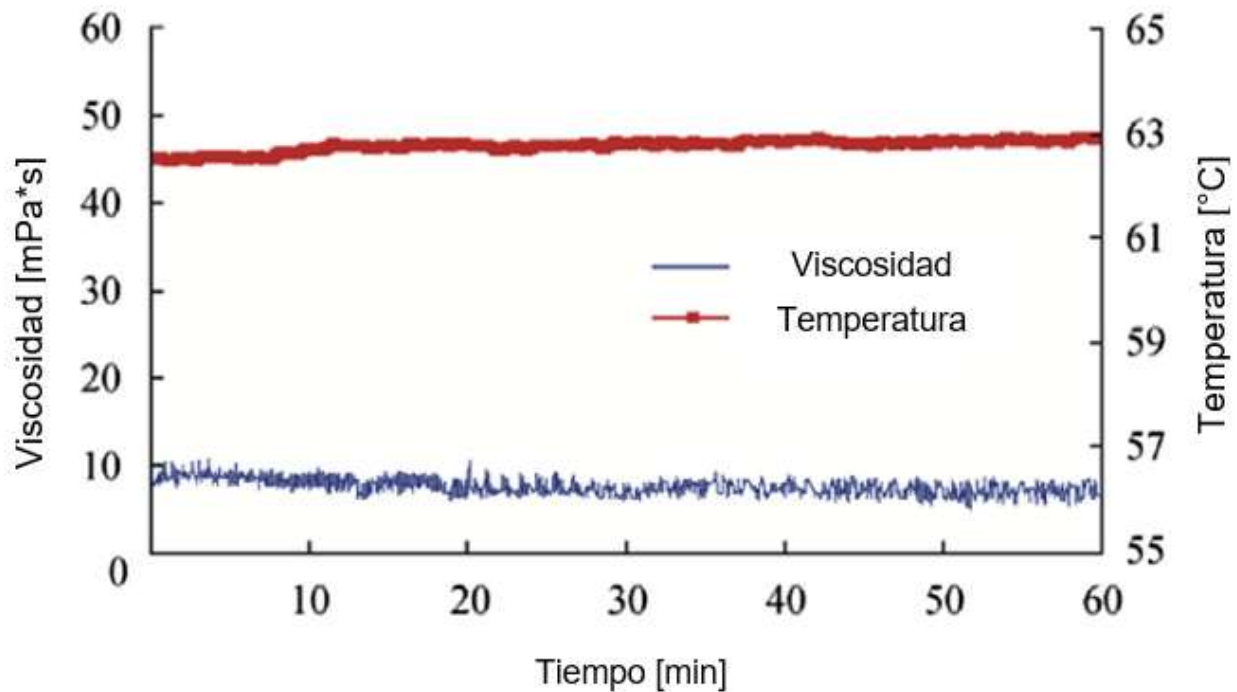
Es importante señalar que los polímeros tienden a degradarse con la temperatura como lo hacen los polímeros que son solubles en agua, esto se da porque la temperatura rompe la cadena de los espesantes afectando directamente la viscosidad y por consiguiente la capacidad de arrastre del fluido fracturante. Los autores Yanling Wang y Bin Liu realizaron dos pruebas; la primera se realizó a presión constante y temperatura variable; la segunda prueba con presión variable y temperatura constante. Encontrando que el polímero HBD-2 tiene una mejor resistencia a la temperatura cuando esta aumenta, así mismo el espesante HBD-2 aumenta la viscosidad aparente del CO_2 al aumentar la presión, los resultados se muestran en la (Gráfica 2-2). [35]



Gráfica 2-2 La influencia de la presión y la temperatura sobre la viscosidad aparente de los espesantes HBD-1 y HBD-2 con un porcentaje peso de 5%. [35]

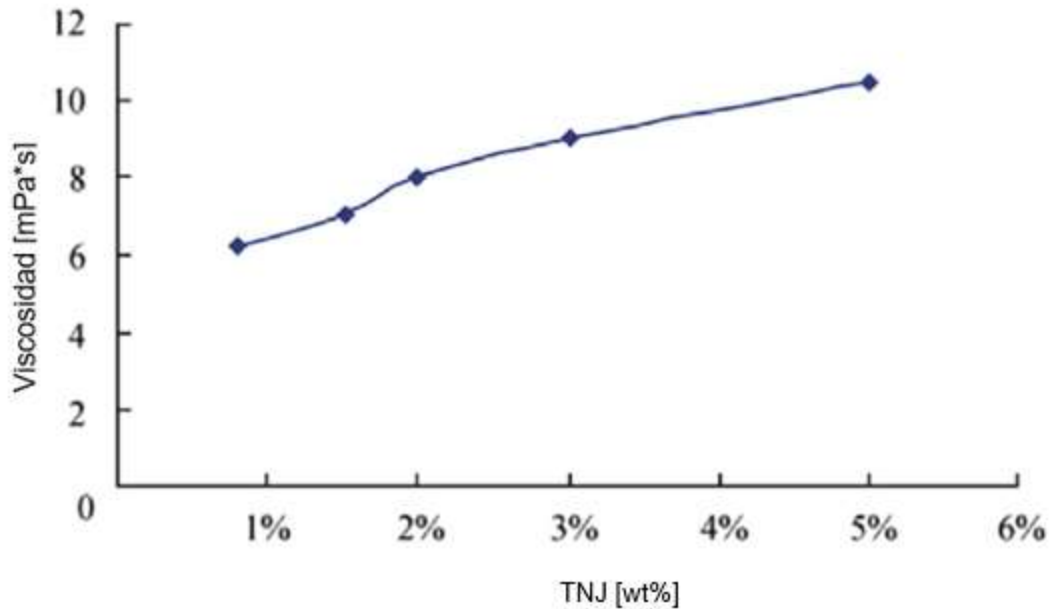
Diferentes investigadores buscan el desarrollo de otros sistemas espesantes para poder utilizar el CO₂ como fluido fracturante, es el caso del equipo de Song Zhenyun con apoyo de Hefei TNJ Chemical Industry desarrollaron un nuevo viscosificante,

Ellos proponen un sistema en el que el CO₂ representa el (98 wt% - 98.5 wt%) y el espesante de TNJ (1.5 wt%- 2 wt%) del porcentaje peso total. Este sistema fue sometido a una prueba de presión y temperatura variable, demostrando como se comportaría este sistema espesante a través del tiempo, la prueba consistía en elevar la presión de un sistema 2 [wt%] de viscosificante TNJ y 98 [wt%] de CO₂ de 5 a 9 [Mpa] y la temperatura de 62 a 63 [°C] en una hora para observar la degradación del sistema durante este tiempo (Gráfica 2-3). [36]



Gráfica 2-3 Relación entre la viscosidad, tiempo y temperatura en un sistema de 2 wt% TNJ y 98 wt% CO₂. [36]

Por otra parte, ellos encontraron que el porcentaje peso del espesante y la viscosidad guardan una relación directa, si el porcentaje peso aumenta, aumenta la viscosidad (*Gráfica 2-4*). Los resultados experimentales indican que la viscosidad del CO₂ en estado supercrítico fue aumentado drásticamente en el rango siguiente: 240 a 490 veces con un sistema de CO₂ (98 wt%-98.5 wt%) y TNJ (1.5 wt%-2 wt%). [36]



Gráfica 2-4 Relación entre la viscosidad del CO₂ con diferentes porcentajes peso del espesante de TNJ. [36]

Los aditivos son beneficiosos para que el CO₂ tenga características óptimas al realizar un trabajo de fracturamiento ya que aumentan su capacidad de transporte de los apuntalantes, reducen las pérdidas por fricción, así como evitar la corrosión que pudiese presentarse en los equipos. En principio la idea del fracturamiento con CO₂ se diseñó para no utilizar aditivos ya que se tenía planeado que fuera un fluido que no presentara ningún daño a la formación, sin embargo, al utilizar estos aditivos que mejoran significativamente las propiedades del fluido, es potencial la generación de daño a la formación y se elevan los costos asociados en los trabajos de estimulación. [35]

Los investigadores Yanling Wang y Bin Liu experimentaron con los polímeros HBD-1 y HBD-2 para discretizar el daño que podrían provocar a la formación, esto lo realizaron a través de pruebas en núcleos, el primer ensayo del fracturamiento con CO₂ sin aditivos y encontraron que este no generaba ningún daño a la formación; posteriormente realizaron la prueba con 8 núcleos, 4 utilizando HBD-1 y 4 utilizando HBD-2, utilizando una mezcla de 5 [wt %] de estos polímeros y 95 [wt %] de SC-CO₂; se midió la permeabilidad inicial de la formación y la permeabilidad posterior a realizar las pruebas de laboratorio para calcular la reducción porcentual de la permeabilidad (Ecuación 2). [35]

Ecuación 2 Reducción de la permeabilidad

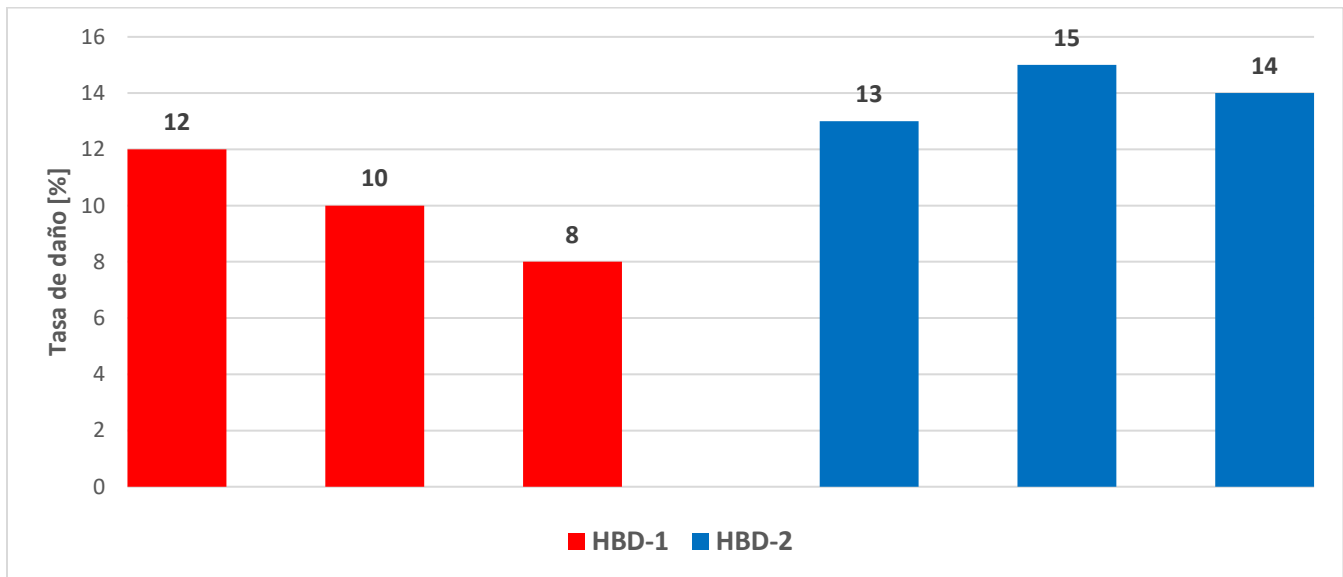
$$\text{Reducción de la permeabilidad} = \frac{K1 - K2}{K1} \times 100\%$$

Siendo K1 la permeabilidad inicial de la formación y K2 la permeabilidad después de la estimulación y los resultados son los siguientes.

Tipo de espesante	HBD-1			HBD-2		
Numero de núcleo	1	2	3	4	5	6
Permeabilidad inicial [$10^{-3} \mu\text{m}^2$]	14	18	20	13.4	12	13.6
Permeabilidad final [$10^{-3} \mu\text{m}^2$]	12.32	16.2	18.4	11.658	10.2	11.696

Tabla 2-7 Permeabilidad inicial de los núcleos. [35]

La (Tabla 2-7) muestra los valores iniciales de permeabilidad de los núcleos, después del proceso de fracturamiento se midió la permeabilidad de la matriz y se calculó la reducción porcentual de la permeabilidad y los resultados se muestran en la (Gráfica 2-5).



Gráfica 2-5 Resultados de la tasa de daño de los núcleos. [35]

Se encontró que después de la estimulación, utilizando un sistema con espesantes, los núcleos muestran una disminución en su permeabilidad de matriz, siendo mayor esta pérdida en el espesante HBD-2, espesante que demostró tener un mejor desempeño en aumentar la viscosidad del CO₂. [35]

Al agregar aditivos al CO₂ se presenta una mejora en su reología, aumentando la capacidad de arrastre de apuntalante, pero a cambio de hacer más caros los trabajos de estimulación y provocar un daño a la formación.

2.6 Apuntalantes

El apuntalante o agente sustentante es utilizado en trabajos de estimulación para mantener las fracturas abiertas y proporcionar una vía de alta conductividad para que los hidrocarburos puedan fluir del yacimiento al pozo, es por eso que uno de los factores más importantes para que el trabajo de fracturamiento sea el óptimo es la selección del apuntalante, este debe ser compatible tanto con el fluido de estimulación y con la formación. Por estas razones se dará una explicación sobre las propiedades y los tipos de apuntalantes más utilizados en la industria (Tabla 2-8).

	Arena	Arena recubierta de resina	Apuntalante cerámico
Precio	Lo más barato en el mercado	Más caro (en comparación con arena regular)	Los más caros en el mercado.
Conductividad*	Baja	Media	Alta
Resistencia a compresión	6,000 [psi]	6,000–8,000 [psi]	20,000 [psi]
Tamaño y forma	Tamaño y forma irregular	Tamaño y forma irregular	Forma y tamaños uniformes
Composición	Cuarzo, calcita y feldespatos	Cuarzo, calcita, feldespatos y resinas	Bauxita y caolín (sílice y aluminatos)
GE [g/cc]	2.65	2.55	>2.7 (Bauxita =2)
Producción	Producto de origen natural	Producto manufacturado	Producto diseñado y fabricado

Tabla 2-8 Propiedades de los apuntalantes más utilizados en la industria.

2.6.1 Características del apuntalante

Es importante tener un conocimiento básico de las características principales de los apuntalantes ya que de estas dependerán aspectos como: la distribución de esfuerzos, la porosidad del paquete de apuntalante, los finos que se pueden generar al someter el apuntalante los esfuerzos de compresión, la conductividad de la fractura, la resistencia a la corrosión, el transporte y la distribución en la fractura.

La redondez y la esfericidad son de las características más importantes del apuntalante, ya que de estas depende la distribución de los esfuerzos y la porosidad del paquete; la primera (redondez) puede definirse como un índice que expresa que tan suave son las esquinas del apuntalante; y la esfericidad como la medida de qué tan redondo es un objeto.

En la (Ilustración 2-3) se pueden observar los granos angulosos, sub-angulosos, sub-redondeados y redondeados, estos se clasifican con respecto a su redondez y esfericidad. De acuerdo con las recomendaciones del Instituto Americano del Petróleo (API) los apuntalantes deben de tener una redondez y esfericidad superior a los 0.6 en la escala de Krumbein y Sloss.

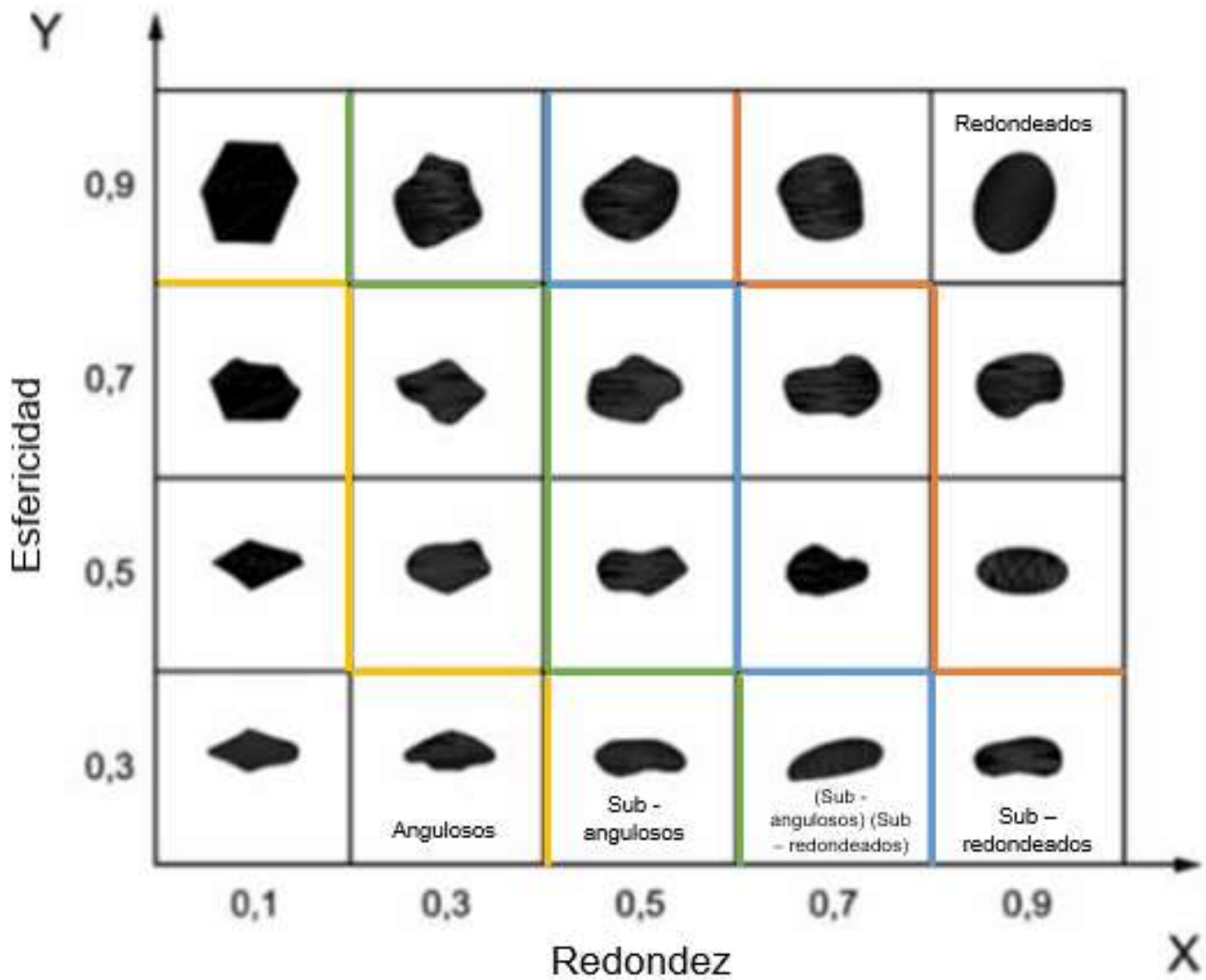


Ilustración 2-3 Gráfica para la determinación de la esfericidad y la redondez de Krumbein y Sloss (1955). [37]

Otros aspectos importantes por considerar son la resistencia a la compresión y a la corrosión, para corroborar estos parámetros existen diferentes normas API para los diferentes tipos de apuntalantes, para comprobar la calidad del apuntalante es recomendable tomar una muestra de uno de los transportadores de sustentante en el sitio y enviarlo a una empresa para que se realicen pruebas estándar. Lo recomendable por la API para arenas grandes es que tengan una solubilidad máxima en ácido del 2% y para arenas pequeñas de un 3%.

Para la densidad específica de los apuntalantes se recomienda que sea la menor posible para evitar la segregación y la decantación en el fluido de transporte, esta propiedad depende del tipo de apuntalante que se vaya a utilizar.

El tamaño del apuntalante se determina por el tamaño tamiz de la malla (entre más grande sea el número de malla menor será el tamaño del apuntalante) [38].

2.6.2 Arena

La arena es de los apuntalantes con mayor disponibilidad en el mercado, siendo las más conocidas las arenas de Ottawa y Brady. La arena puede soportar presiones de cierre de hasta 6,000 [psi], presenta una gravedad específica típica de ($GE=2.65$), su tamaño y forma son irregulares y está compuesta por cuarzo, calcita y feldespatos. [38]

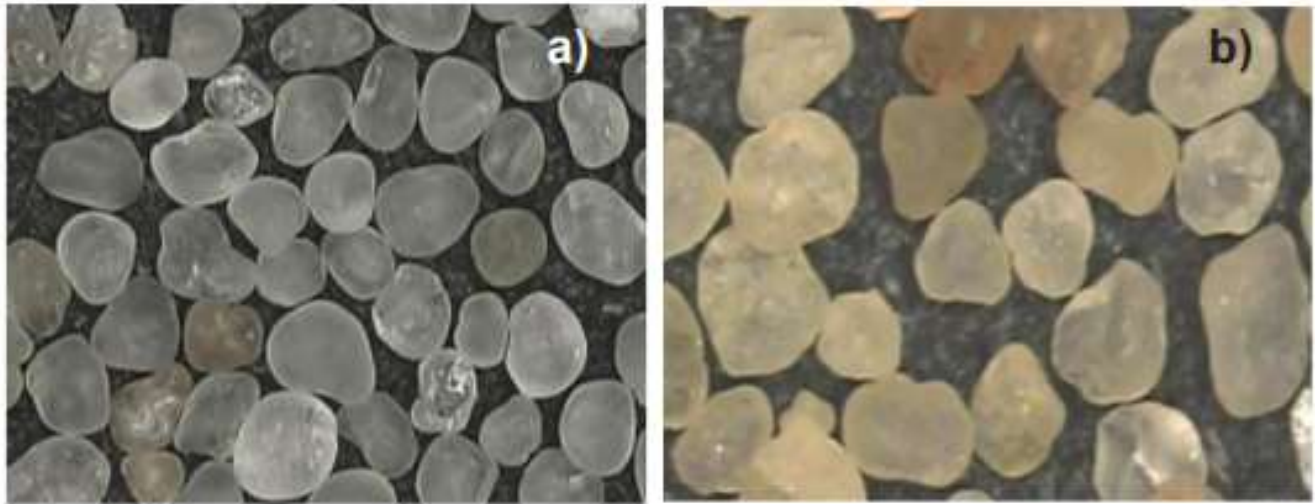


Ilustración 2-4 (a) arena blanca; (b) arena marrón [39]

2.6.3 Arena pre-curada recubierta de resina

La arena pre-curada recubierta de resina (PRCS) soporta presiones de cierre entre 6,000 y 8,000 [psi], con una gravedad específica típica de ($GE=2.45$) y está compuesta por cuarzo, calcita, feldespatos y resinas. La arena recubierta de resina pre-curada está diseñada para encapsular finos generados por la trituración de los granos de arena por la presión de cierre, así mismo está diseñada para no adherirse en la fractura. [38]

2.6.4 Arena curada recubierta de resina

La arena curada recubierta de resina (CRCS) soporta presiones de cierre entre 6,000 y 8,000 [psi], presenta una gravedad específica típica de ($GE=2.55$); una de las principales aplicaciones de la arena recubierta curada es evitar problemas en el retorno del fluido, es decir que la arena recubierta se bombea al final de cada etapa para evitar que la arena viaje hacia atrás ya que está diseñada para adherirse en la fractura. [38]

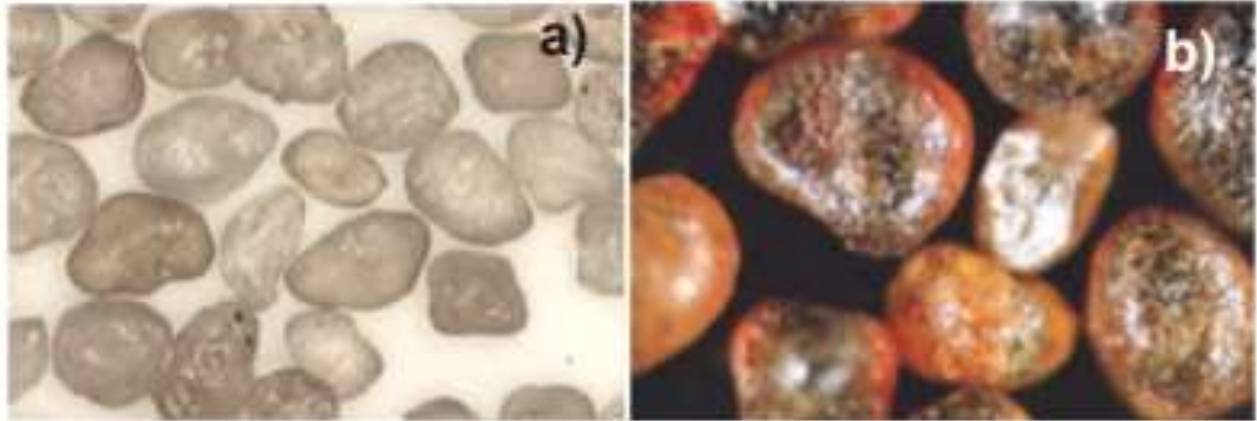


Ilustración 2-5 (a) RCS estándar; (b) apuntalante RCS premium [39].

2.6.5 Apuntalante cerámico de resistencia intermedia

El apuntalante de resistencia intermedia puede soportar una presión de cierre entre 8,000 y 12,000 [psi], su gravedad específica varía entre ($GE=2.9-3.3$), son térmicamente resistentes y tienen un tamaño y forma uniforme (Ilustración 2-6 (C)). [38]

2.6.6 Apuntalante cerámico ligero

El apuntalante cerámico ligero (LWC) puede soportar presiones de cierre entre 6,000–10,000 [psi]; presenta una menor gravedad específica siendo esta típicamente de ($GE=2.72$) y puede ser tan cercana como la gravedad específica de la arena regular ($GE=2.65$) y es resistente a altas temperaturas. Gracias a su tamaño y forma uniforme puede proporcionar una mejor conductividad y distribución de los esfuerzos (Ilustración 2-6 (B)). [38]

Debido a su gravedad específica, este apuntalante es utilizado con fluidos fracturantes que presenten bajas viscosidades mejorando la capacidad de transporte y colocación dentro de la fractura.

2.6.7 Apuntalante de alta resistencia

Estos apuntalantes son los más resistentes en la industria, pueden soportar presiones de cierre de hasta 20,000 [psi], cuentan con gravedades específicas mayores a ($GE>3.4$) y pueden soportar altas temperaturas (Ilustración 2-6 (A)). [38]



Ilustración 2-6 a) apuntalantes cerámicos de bauxita de alta densidad ($GE \sim 3,56$ [g / cc]); b) apuntalantes cerámicos de baja densidad ($GE \sim 2,72$ [g / cc]); (c) apuntalantes de densidad intermedia ($GE \sim 3,27$ [g / cc]). [39]

3. Fracturamiento con CO₂ supercrítico.

3.1 Introducción

El fracturamiento con CO₂ supercrítico es un proceso desarrollado en la década de los 80's por **Canadian FracMaster**, la tecnología presentó un éxito comercial en Canadá con más de 1,200 trabajos realizados en formaciones de gas no convencionales, por lo que **FracMaster** (American FracMaster) llevó esta tecnología al mercado de Estados Unidos de América en la misma década. [40]

El fracturamiento con CO₂ supercrítico se utilizó con mayor frecuencia en la década de los 90's por Universal Well Service y otros operadores, ya que el Departamento de Energía de los Estados Unidos (**DOE**) se interesó en esta tecnología por lo que apoyó económicamente en las pruebas de campo (Devonian Shale) para demostrar la viabilidad operativa y comercial del método.

De acuerdo con los experimentos realizados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (**DOE**), la tecnología resultó ser ideal para la estimulación en campos sensibles a fluidos acuosos y en formaciones de gas, ya que en algunos campos se presentó un aumento de la producción de hasta cinco veces en comparación a las tecnologías de espumas de N₂.

El CO₂ demostró fracturar las lutitas petrolíferas sin crear daño a la formación, resultante de los residuos de gel en la fractura y en la matriz. El uso de CO₂ para el fracturamiento es único, ya que se bombea como líquido, posteriormente pasa a un estado super crítico para generar la fractura y retorna a superficie como un gas dejando una fractura llena de arena y sin presencia de algún líquido. [40]

Con el objetivo de que el lector comprenda la tecnología del fracturamiento con CO₂ supercrítico, el presente capítulo abordará lo siguiente: su metodología de aplicación, los equipos requeridos, el comportamiento de las fases del CO₂ durante el fracturamiento, la generación de la fractura por CO₂, la colocación del apuntalante, la interacción del CO₂ con los fluidos y la litología de la formación, las tecnologías de captura del CO₂ y el secuestro dentro de la formación.

3.2 CO₂ como alternativa de los fluidos fracturantes convencionales.

Como se abordó en el **capítulo 1** de esta tesis, una limitación para la explotación de los recursos no convencionales es el estrés hídrico en el que se encuentra la zona norte del país (Nuevo León, Coahuila, Chihuahua), por lo que el estudio de las tecnologías de fracturamiento no acuosas como el CO₂ como fluido fracturante podría representar una alternativa para la explotación de nuestros recursos no convencionales.

En la actualidad el agua es el fluido más utilizado para el fracturamiento de lutitas petrolíferas comerciales, esto es debido a su bajo costo, fácil disponibilidad y su practicidad para romper la roca. No obstante, el rápido desarrollo de los campos no convencionales ha provocado un aumento del estrés hídrico en las zonas en donde se utiliza el fracturamiento hidráulico; por ejemplo, países como Estados Unidos de América o China han denegado permisos de perforación y fracturamiento, por el alto consumo de los recursos hídricos por la industria.

La problemática sobre el estrés hídrico provocado por el fracturamiento hidráulico con **fluidos acuosos** generó que países como China, Canadá y Estados Unidos desarrollen tecnologías que no utilicen agua. El uso de los **fluidos fracturantes no acuosos** como el CO₂ trae consigo beneficios como: el uso de un gas de efecto invernadero para el desarrollo de la industria, un impacto positivo en la dependencia energética, contribuye con la meta de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el beneficio con más impacto es el simple hecho de evitar el uso de un recurso tan vital como lo es el agua.

Los anteriores beneficios deberían ser suficientes para considerarse como una **alternativa viable** la tecnología de Fracturamiento con CO₂ supercrítico en México.

3.3 Procedimientos

El fracturamiento con CO₂ líquido con arena al igual que el fracturamiento con agua es un proceso con una metodología ya definida, que puede ser descrita de la siguiente manera [41]: [42]:

- El primer paso es realizar los preparativos al pozo, estas actividades son: realizar los disparos, usar ácidos como HCL al 10 % para asegurar que cada disparo este abierto y realizar el lavado del pozo.
- Posteriormente se realizará el acomodo de los equipos un día antes de la estimulación, equipos que se mencionaran más adelante en este capítulo. Es importante recordar que el CO₂ líquido se transporta y almacena in situ en tanques aislados con temperaturas que van desde los (10 a 20 [°F]) y con una presión que van de (200 a 300 [psi]), cada tanque tiene una capacidad de alrededor de 55 toneladas de líquido.
- El siguiente paso es hacer fluir el CO₂ líquido de los tanques de almacenamiento al booster, los tanques están conectados en paralelo con el booster, esto con el fin de elevar la presión del fluido para mantenerlo por encima de la línea de equilibrio líquido-gas y por delante del punto triple, el aumento de presión evita la ebullición del CO₂ y asegura que se mantenga en estado líquido para que este pueda ser bombeable y evitar problemas de cavitación.
- Una vez que se eleva la presión del CO₂ pasa al blender sellado, en dónde se mezclara el CO₂ con diferentes concentraciones del apuntalante previamente enfriado.
- Posteriormente se realizará la prueba de la bomba en la línea de alta presión y la boca del pozo, de igual manera se realiza una prueba en la línea de suministro de líquido de baja presión; las pruebas se realizan por seguridad y para evitar fugas del CO₂, de estas pruebas depende si la operación prosigue.
- Una vez que las pruebas fueron realizadas se procede a inyectar el **colchón** de CO₂ sin apuntalante, similar al proceso con fluidos base agua. Durante este paso se generarán las fracturas en la formación y el CO₂ cambia de fase líquido a estado supercrítico.
- Una vez terminada la inyección del **colchón** se procederá a inyectar la mezcla del CO₂ con apuntalante con diferentes concentraciones.

- El paso siguiente sería la inyección de un volumen de CO₂ líquido para el lavado del pozo.
- Para concluir el proceso se procede a el cierre del pozo para remojo y el retorno de fluido, el CO₂ regresa a la superficie en forma de gas por lo que las fracturas quedan libres de algún fluido y así impedir el daño por bloqueo de líquidos.

3.4 Equipos utilizados en un proceso de fracturamiento con CO₂ supercrítico.

- **Tanques de almacenamiento de CO₂**

Los tanques son resistentes a una presión de hasta 3 [Mpa], soportar bajas temperatura de hasta -40 [°C] y el volumen va hasta 1,500 [m³]. En la aplicación real, la cantidad de tanques de almacenamiento de CO₂ deben ajustarse adecuadamente de acuerdo con las condiciones del campo y el esquema de diseño de la operación. Estos tanques pueden ser pipas o tanques fijos de tierra como se muestra en la (Ilustración 3-1). [43]



Ilustración 3-1 Tanques de almacenamiento de CO₂, camiones y tanques fijos. [43]

- **Blender**

A diferencia de los blender convencionales este es un sistema cerrado, compuesto principalmente por un camión cisterna de arena, un sistema de mezcla de arena, un colector mezclador (un colector de descarga y un colector de succión), un sistema de adición de productos químicos, un sistema hidráulico, un sistema de control electrónico, un sistema de adquisición de datos, tubería de visualización y mezcladora estática. Todos estos componentes se observan en la (Ilustración 3-2). [44]



Ilustración 3-2 El diagrama de estructura del mezclador cerrado de CO₂. [44]

En la (Tabla 3-1) se muestran los parámetros técnicos del blender cerrado.

Parámetros técnicos	
Capacidad máxima del tanque	27 [m ³]
Presión de diseño del sistema	3.0 [MPa]
Presión nominal del sistema	2.5 [MPa]
Temperatura de diseño	-40 [°C]
Temperatura de trabajo	-20 [°C]
Flujo máximo de succión	8 [m ³ /min]
Flujo máximo de descarga	8 [m ³ /min]
Capacidad de transporte de arena	1,0 [m ³ /min]
Dimensión general	1,2 [m]×2,6 [m]×4,4 [m]
Peso total	31 [Tn]
Chasis del camión	Tipo 4144 Merceds-Benz Actros

Tabla 3-1 Parámetros técnicos del mezclador cerrado de CO₂. [44]

- **El sistema de bombeo de alta presión**

Está compuesto por un grupo de Camiones los cuales constan de una bomba de alta presión y un manifold colector, por lo regular la presión nominal de estos camiones es de 105 [MPa] y el desplazamiento teórico máximo de la bomba de émbolo puede alcanzar los 2.46 [m³/min]. [43]



Ilustración 3-3 Camión bomba de fracturamiento Jereh 2000. [45]

La compañía Jereh ofrece servicios de camiones de fracturamiento, en la (Tabla 3-2) se muestran las especificaciones de una unidad de fracturamiento de 2,500 [HP], estas unidades son las utilizadas para realizar los trabajos de estimulación en campos de China.

Unidad de fractura de 2500 HP					
Transportador	Camión / Remolque / Patín				
Chasis	Mercedes-Benz / MAN / Sinotruck				
Motor	MTU 12V4000S83L / CAT 3512C / CUMMINS QSK50				
Transmisión	ALLISON 9826 OFS				
El desatascador	JR2500Q				
Diámetro del Émbolo	3 3/4 "	4 "	4 1/2 "	5 "	
Max. Presión de trabajo	MPa	120.2	105.6	83.4	67.6
	psi	17,422	15,313	12,099	9,800
	m ³ / min	2.17	2.46	3.12	3.85

Unidad de fractura de 2500 HP					
Max. Tasa de flujo de descarga	gpm	573	650	824	1,017
Potencia de salida nominal	1.680 kW (2250 caballos de fuerza)				

Tabla 3-2 Especificaciones de la unidad de fracturamiento de 2500 [HP] de Jereh. [45]

- **Camión de medición**

El camión de medición está conectado con los camiones anteriores y se monitorea el estado de trabajo, este mide condiciones de presión y temperatura de los tanques.



Ilustración 3-4 Van de datos. [45]

- **Booster (bomba de refuerzo)**

Cuando hablamos de boosters o bombas de refuerzo, nos referimos a una bomba que permite intensificar la presión de un sistema, los tanques donde se almacena el CO₂ se conectan en paralelo y se conectan a la bomba de refuerzo. El booster es utilizado, ya que los blender no cuenta con una presión de succión, por lo que este incrementa la presión del sistema para que entre al mezclador, esta presión varía de acuerdo con el arreglo de los equipos y también al campo que será estimulado. [46]

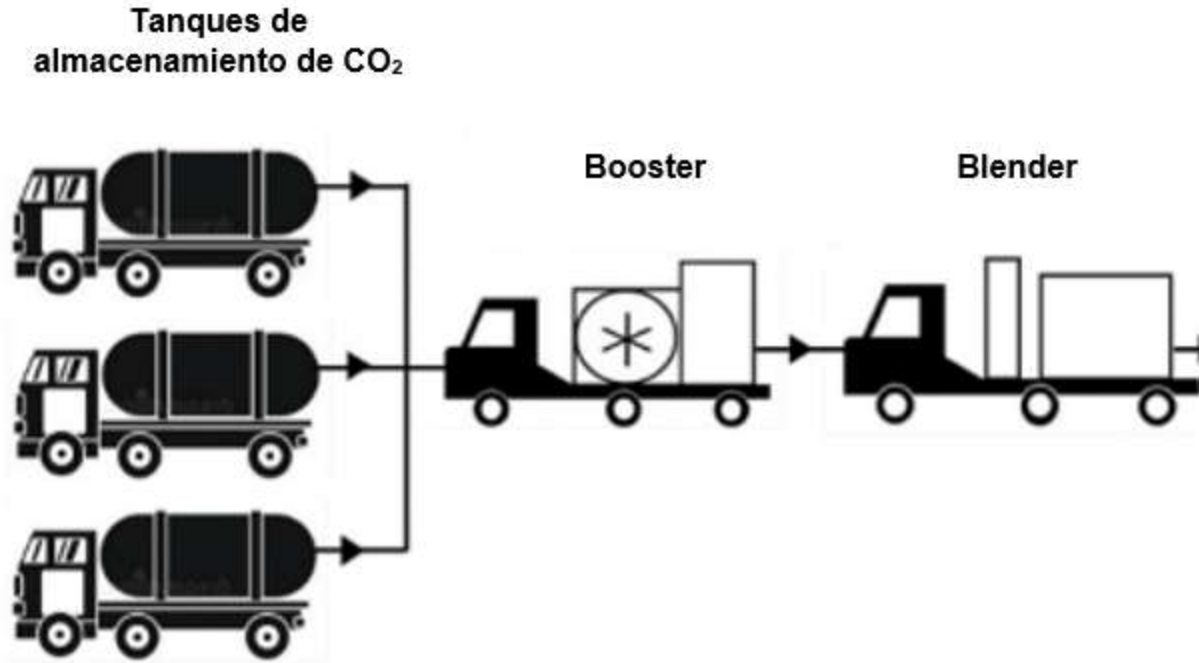


Ilustración 3-5 arreglo del Booster (bomba de refuerzo)

- **Unidad Manifold**

Estos equipos son utilizados para reunir el flujo después de pasar por el sistema de bombeo, las especificaciones de estos dependen del diseño de fracturamiento.

La compañía Jereh ofrece unidades manifold, con diferentes características (Tabla 3-3) y modelos (Ilustración 3-6).

Modelo	105	140
Transportador	Camión / Remolque / Patín	
Chasis	Mercedes-Benz / MAN / Sinotruck	
Bomba de prueba de presión	VF14 / RD115	VF12 / RD120
máx. Presión laboral	15,000 [psi] (103.5 [MPa])	20,000 [psi] (138 [MPa])
Grua	Nacional/UNIC	
Capacidad de elevación nominal	10 [Tn] / 12 [Tn] / 16 [Tn] / 18 [Tn]	

Tabla 3-3 Especificaciones de las unidades Manifold. [45]



Ilustración 3-6 Unidad Manifold. [45]

- **Arreglo de los equipos**

Los tanques de almacenamiento de CO₂ se conectan en paralelo con la bomba de refuerzo, posteriormente el booster envía el fluido al blender cerrado en donde se mezclará con el apuntalante, consecutivamente se envía al manifold del Blender a las bombas de alta presión, el flujo de las bombas de alta presión se reúne en la unidad manifold, la mezcla pasa hacia el cabezal y termina en la formación.



Ilustración 3-7 Equipos de trabajo del proceso de fracturamiento con CO₂ líquido. [43]

3.5 Requisitos sobre equipos de fracturamiento, tuberías y herramientas de fondo de pozo en el sitio

La disposición de los equipos de fracturamiento sin agua con CO₂ obedecerá a los siguientes principios:

1. La ubicación del camión de bombeo de CO₂; el camión con las bombas de refuerzo y el tanque de almacenamiento de CO₂ se mantendrá a más de 15 [m] de otros equipos y la boca del pozo. En el caso de un pozo pequeño, el equipo de CO₂ se mantendrá lo más lejos posible de otros equipos y de la boca del pozo. El equipo de CO₂ se colocará a favor del viento y lejos del personal de operación.
2. La válvula de seguridad del mezclador sellado debe estar orientada a favor del viento en donde no esté el personal de operación y equipo. La estación de control remoto del blender debe estar a una distancia mínima de 20 [m] del área de alta presión y mantenerse a barlovento (a favor del viento).
3. Todas las válvulas de alivio deben instalarse en posición vertical en las posiciones más bajas de las tuberías. Está prohibido abrir las válvulas en los dos extremos de la tubería de CO₂ líquido, a menos que se abra la válvula de alivio de la tubería en la posición más baja.
4. El cabezal del pozo debe tener una clase de material no menor a DD, una presión nominal no menor a 70 [MPa], tolerancia a la temperatura de Clase LU, Clase de desempeño PR2 y especificaciones del producto Clase PSL3G. El diámetro de la derivación principal de la boca de pozo se adaptará a la tasa de operación de la bomba diseñada y se adoptará la boca de pozo hermética de doble válvula. La boca del pozo se fijará con un soporte especial o se anclará con líneas de acero apretadas con un diámetro de al menos 19 [mm] en una forma simétrica de cuatro esquinas, para asegurarse de que la boca del pozo de fracturamiento esté firmemente montada y controlada.

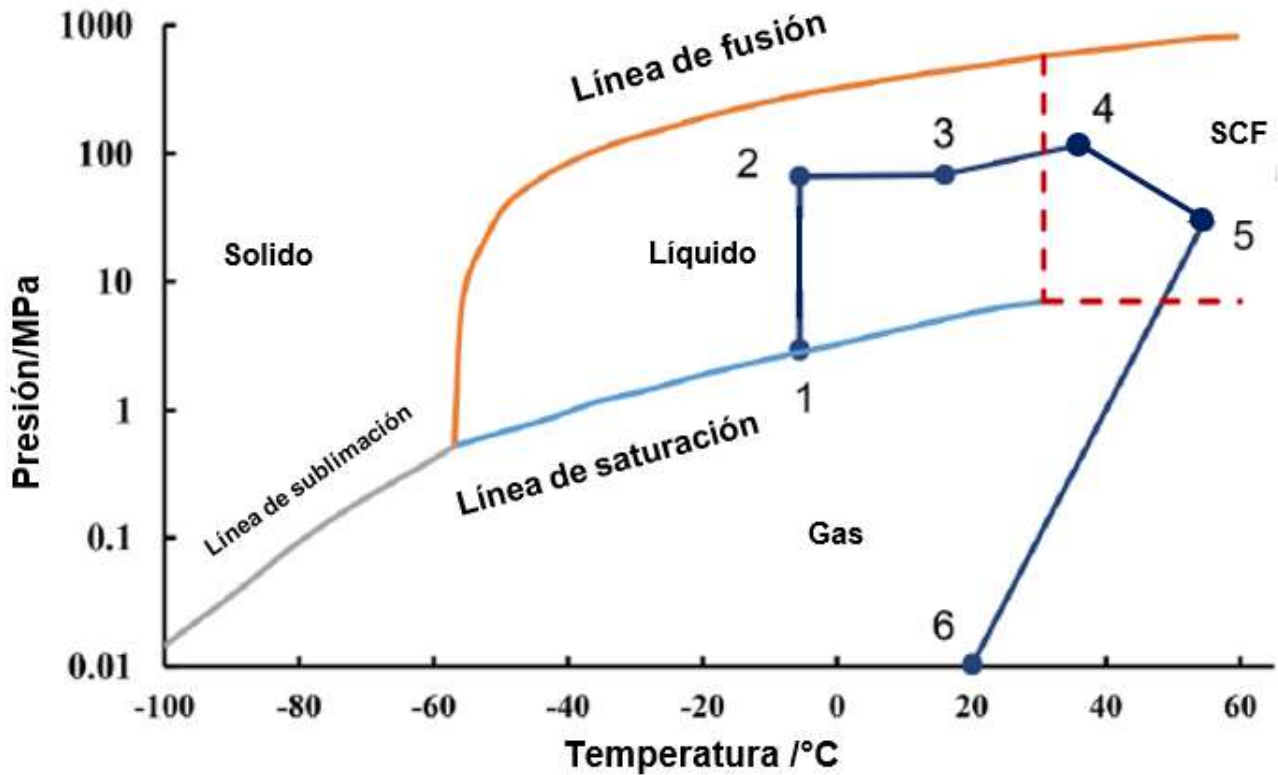
5. Los manifolds para fracturar de alta presión deberán tener una clase de material no menor a DD, presión nominal no inferior a 105 [MPa], tolerancia de temperatura de clase LU, clase de rendimiento PR2, producto con especificaciones de Clase PSL3G. La especificación del diámetro del drift debe adaptarse a la bomba operativa diseñada y el cabezal del pozo debe ser hermético.
6. La inspección no destructiva, la inspección del espesor de la pared, la prueba de presión, la prueba de hermeticidad, etc. se deben realizar antes de cada aplicación en los componentes del cabezal del pozo y los manifolds de alta presión.
7. La línea de alivio de no menos de 75 [m] de largo, se instalará a favor del viento y frente a un área de no operación. La salida de la línea de alivio debe estar al menos a 50 [m] de distancia de cada instalación en el sitio. Además, la línea de alivio se anclará cada 10 [m] y en la salida mediante el anclaje de tornillo de presión, con una profundidad de anclaje no inferior a 1.5 [m].
8. La línea principal de fracturamiento se anclará cada 5 [m] y en el codo de alta presión en la superficie utilizando el ancla de tornillo de cabeza a presión, con una profundidad de anclaje no menor a 1.5 [m]. La línea también se atará con cuerdas de alta resistencia una a una, para evitar que salga volando si estas se rompieran.
9. El fracturamiento con CO₂ adopta principalmente la práctica de la estimulación de pozos verticales mediante una tubería de producción de 3-1/2 [in] tubo o carcasa. Dado que el CO₂ líquido se caracteriza por bajas temperaturas, naturaleza altamente corrosiva, se adaptará preferiblemente a la resistencia, fricción y la fractura de la carcasa. En el caso de que el grado de acero de la tubería no se cumpla, se utilizará una tubería especial para fracturar.
10. Las sartas de tubería de fondo de pozo y herramientas para el fracturamiento con CO₂ deben satisfacer los requisitos con respecto a la resistencia de altas presiones, tolerancia a bajas temperaturas, resistencia a la corrosión por CO₂, resistencia al deslizamiento de la rosca y rendimiento de sellado. Las herramientas de fracturamiento deben tener una capa superficial para evitar la corrosión, estar diseñadas para ser tolerantes a bajas temperaturas. (-29 [°C]) y resistente a la presión diferencial (70 [MPa]). Además, los elastómeros y las piezas de acero deben ser resistente a la corrosión por CO₂ y sulfuro de hidrógeno. [41]

3.6 Comportamiento de las propiedades del CO₂ durante el proceso de estimulación

3.6.1 Cambios de fase del CO₂ durante el fracturamiento

Es esencial entender los cambios de fase del CO₂ durante el proceso de fracturamiento ya que de esto dependen las propiedades de este fluido, los cambios de presión y temperatura durante el proceso fueron descritos por los autores Nianyin y Jiajie (2021), el cambio de fase del CO₂ durante el fracturamiento es el siguiente [47]:

- El CO₂ estará en los tanques de almacenamiento a condiciones de 1.0 [MPa] y -35 [°C]
- La corriente de CO₂ es impulsado por los booster a 2 [MPa], manteniéndose en fase líquido.
- En el (punto 1, *Gráfica 3-1*) el CO₂ se mezcla con el apuntalante en el blender con temperaturas inferiores a los 0 [°C] y presiones que van desde 2 a los 3 [MPa].
- En el (punto 2, *Gráfica 3-1*) la mezcla de CO₂ con el apuntalante se inyecta en la bomba de alta presión para su presurización.
- En el (punto 3, *Gráfica 3-1*) Para pozos poco profundos donde el CO₂ no se puede convertir a un estado supercrítico, es necesario calentar el CO₂ en superficie.
- Luego, se bombea CO₂ líquido al fondo del pozo. Durante este período, la temperatura y la presión del CO₂ aumentan aún más y el CO₂ se transforma en un estado supercrítico (punto 4, *Gráfica 3-1*).
- El CO₂ entra en contacto con la formación y genera una red de fracturas, en este punto el CO₂ entra en contacto con el yacimiento, se manifiesta como un aumento adicional de la temperatura y una disminución de la presión debido a las pérdidas por fricción, en este punto el CO₂ todavía está en un estado supercrítico (punto 5, *Gráfica 3-1*).
- Cuando comienza el flujo de retorno, la presión de CO₂ cae rápidamente y fluye de regreso a superficie en una fase gaseosa (punto 6, *Gráfica 3-1*).

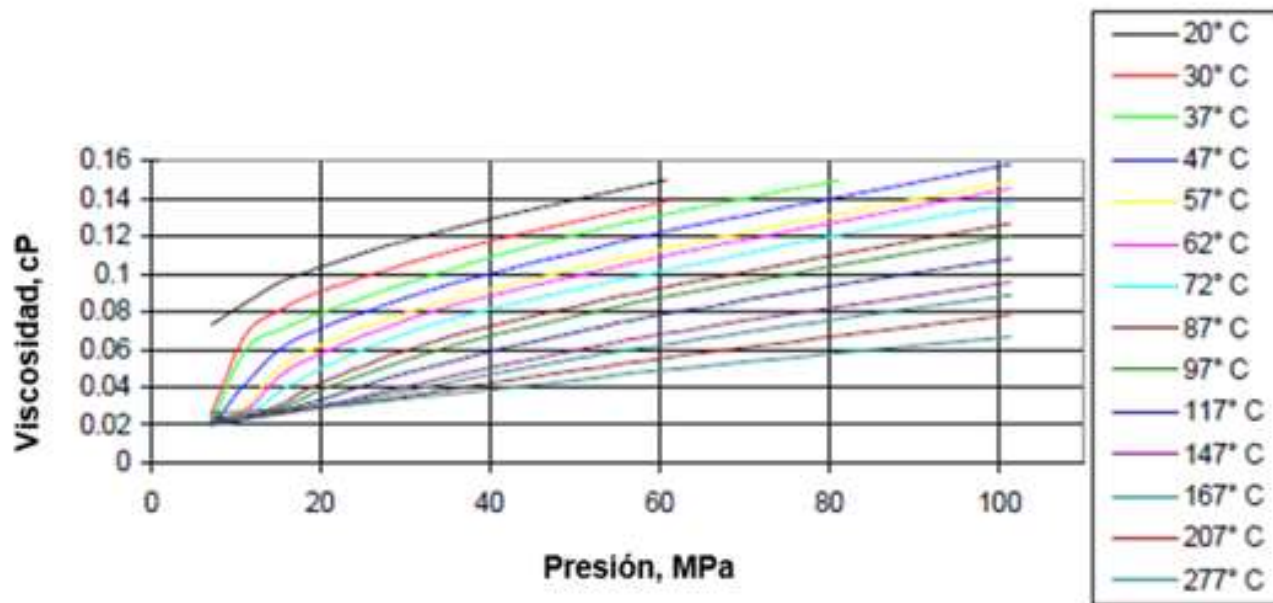


Gráfica 3-1 Cambio de comportamiento de fase del CO₂ durante fracturamiento. [47]

3.6.2 Viscosidad y densidad.

Como se mencionó en capítulos anteriores, uno de los grandes problemas del CO₂ es su capacidad para transportar el apuntalante comparado con la viscosidad del agua, esta puede ser hasta diez veces mayor que la del CO₂ supercrítico estando a condiciones de yacimiento. [32] Se han desarrollado técnicas para solucionar esta problemática, las soluciones van desde utilizar apuntalantes de baja densidad hasta utilizar espesantes para el CO₂, sin embargo, esta última se encuentra en desarrollo y aún no tiene aplicaciones en campo.

La viscosidad del CO₂ durante las operaciones de fracturamiento va desde los 0.02 a 0.16 [cP], por lo que este no es un factor dominante en el transporte del apuntalante (*Gráfica 3-2*). [21]



Gráfica 3-2 Viscosidad del CO₂. [21]

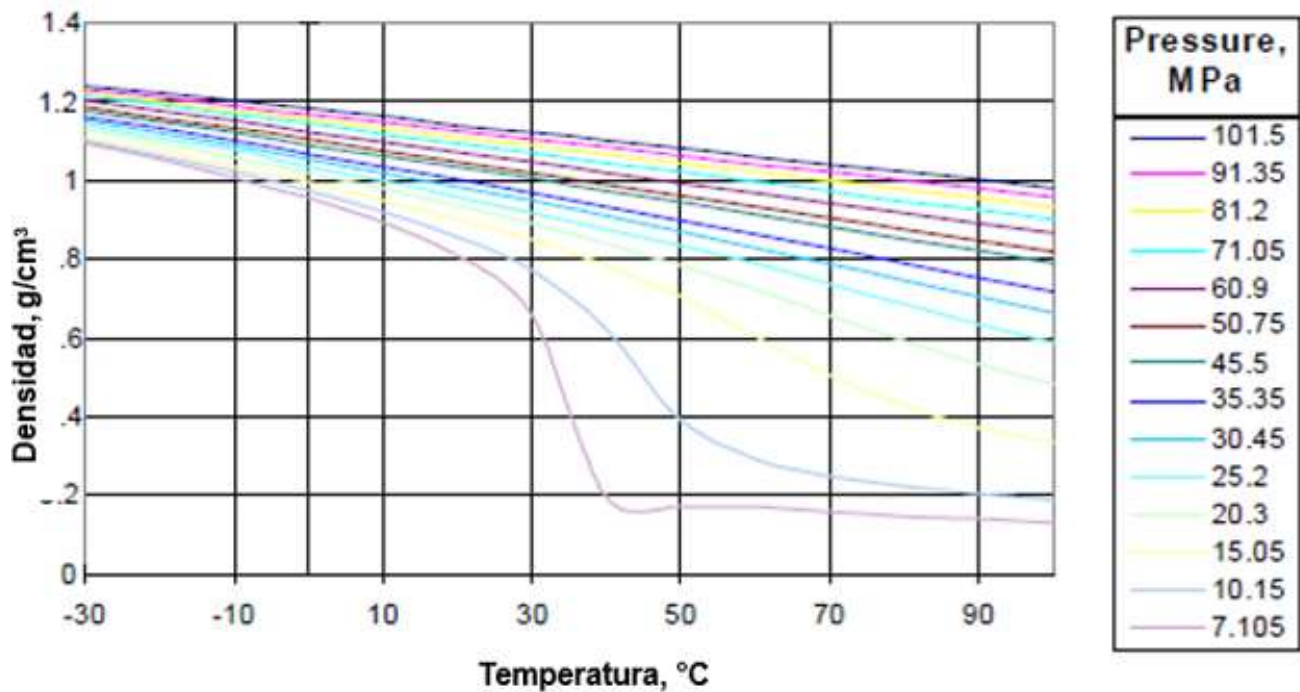
El grupo de trabajo de Haizhu Wang realizó la comparación de la viscosidad entre el CO₂ supercrítico y agua en condiciones de yacimiento, las temperaturas variaron de (60 a 90 [°C]) y con presiones de 40 y 60 [MPa], los resultados de este experimento se muestran en la (Tabla 3-4). [48]

	Fluido	60[°C]		70[°C]		80[°C]		90[°C]	
		40[MPa]	60[MPa]	40[MPa]	60[MPa]	40[MPa]	60[MPa]	40[MPa]	60[MPa]
Viscosidad	SC-CO ₂ [mPa*s]	0.0893	0.1000	0.0823	0.1023	0.0762	0.0957	0.0708	0.0899
	Agua [mPa*s]	0.4760	0.4813	0.4143	0.4197	0.3650	0.3705	0.3252	0.3306

Tabla 3-4 Comparación de viscosidad entre CO₂ supercrítico y agua en condiciones de yacimiento. [48]

En la anterior tabla se puede observar que la viscosidad del CO₂ supercrítico a condiciones de yacimiento solo representa de un (20% a 25%) de la viscosidad del agua. No obstante, la baja resistencia al flujo del CO₂ supercrítico en medios porosos provoca la generación de fracturas más complejas, conectando las fracturas principales y las microfracturas. [48]

Para la densidad del CO₂ usualmente varía entre 1 a 1.2 [g/cm³] durante las operaciones de fracturamiento, la densidad del CO₂ disminuye con un aumento en la temperatura e incrementa con un aumento en la presión (*Gráfica 3-3*), la densidad es un parámetro muy importante ya que esta interviene en la flotabilidad del CO₂ en el agua de formación. [21]



Gráfica 3-3 Densidad del CO₂. [21]

3.7 Red de fracturas en una estimulación de CO₂

El mecanismo de iniciación, propagación y la complejidad de la red de fracturas son consideraciones de suma importancia para el diseño de un fracturamiento. En comparación con los fluidos fracturantes base agua, el CO₂ tiene una menor presión de fractura y una facilidad para formar redes de fracturas complejas y rugosas. Esta diferencia se debe a dos principales razones [49]:

- Dada la baja viscosidad del CO₂ supercrítico y a su tensión superficial cercana a cero, la permeabilidad de este en la formación será mayor que los fluidos base agua. Durante el Fracturamiento el CO₂ supercrítico penetra en los microporos desconectados de la roca transmitiendo mejor la presión del fluido a la roca, generando una zona de alta presión de poro alrededor del pozo. El aumento de la presión interna de los poros provocará una disminución de la tensión efectiva alrededor del pozo y reducirá la resistencia de la roca, lo que hará que sea más fácil agrietar e inducir microfracturas. Por estas razones la presión de ruptura por CO₂ supercrítico es significativamente menor que la presión ruptura por el fracturamiento hidráulico convencional (*Ilustración 3-8*).
- La diferencia en las propiedades termo físicas entre el CO₂ supercrítico y los fluidos a base de agua. Durante la estimulación, en el momento en que el CO₂ supercrítico entra en la fractura, la temperatura del fluido descenderá bruscamente debido al efecto Joule-Thomson, lo que dará como resultado una diferencia de temperatura entre la roca y el

fluido, este fenómeno es irrelevante en los fluidos base agua, este cambio de temperatura provocará un cambio en el estado de fase del CO₂, obteniendo así una mayor velocidad de propagación de la fractura y generando en la formación una red compleja de fracturas. Al mismo tiempo, durante el período instantáneo de baja presión cuando la roca se agrieta, si el calor en la punta de la fractura puede propagarse rápidamente en el fluido de baja temperatura, la tensión térmica generada en la punta de la grieta puede aumentar la velocidad de la propagación de la fractura en la formación, y este efecto promoverá grietas adicionales.

El entendimiento del mecanismo de iniciación y propagación de las fracturas se encuentra aún en etapas preliminares, debido a que los parámetros físicos del CO₂ supercrítico son sensibles a los cambios de temperatura y presión durante el fracturamiento. Además de que fenómenos complejos como: la transferencia de calor, flujo multifásico, reacciones químicas, pérdida de fluidos, adsorción y desorción; se ven involucrados en el desarrollo de un modelo numérico y complica los procesos de simulación.

Por lo tanto, la investigación del inicio de las fracturas por CO₂ es principalmente una descripción de fenómenos experimentales, debido a falta de investigación sobre estos mecanismos de iniciación y propagación de la red de fracturas por CO₂.

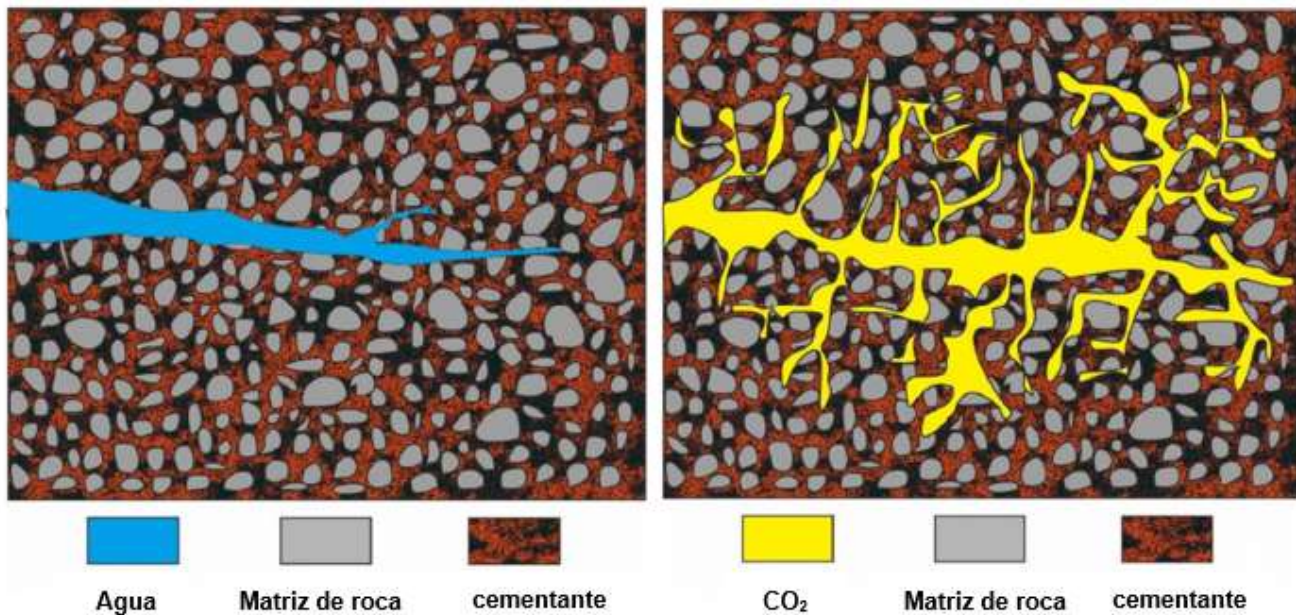


Ilustración 3-8 Diagrama esquemático de roca fracturada por agua y CO₂. [47]

3.7.1 Efectos térmicos en la creación de la red de fracturas.

Una diferencia entre el fracturamiento hidráulico convencional y el realizado con CO₂ supercrítico es la importancia del estrés térmico, el hecho de no considerar este efecto podría subestimar la complejidad de la fractura y la recuperación del yacimiento estimulado.

El equipo de trabajo de Xiaojiang generó un modelo para comprender la importancia de los efectos térmicos en la creación de la red de fracturas durante la estimulación del CO₂, ellos encontraron que la estimulación con CO₂ supercrítico genera una zona de fractura inducida térmicamente, esta zona se genera alrededor de la fractura principal. Si el estrés térmico es mayor que la resistencia de la roca, se crearán micro fracturas en la superficie de la fractura principal (*Ilustración 3-9*). [50]

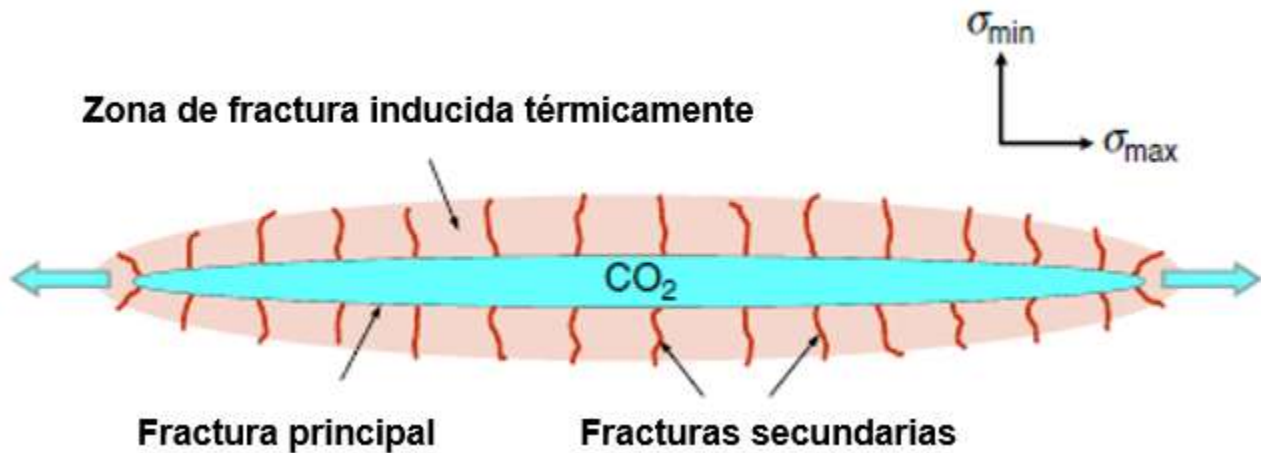


Ilustración 3-9 Esquema de la zona de fractura inducida térmicamente. [50]

Así mismo, se encontró que el estrés térmico no solo depende de la diferencia de temperatura, sino que también depende de las propiedades mecánicas de la roca, incluido el coeficiente de expansión térmica lineal (α_T), el módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) (Ecuación 3). [50]

Ecuación 3 Estrés térmico en términos del módulo de Young E y la relación de Poisson ν .

$$\sigma_T = \frac{\alpha_T E}{1 - \nu} (T - T_0)$$

α_T =Coeficiente de dilatación térmica lineal [1/K]

E =Módulo de Young [GPa]

ν =Coeficiente de Poisson [1]

σ_T = Estrés térmico [GPa]

T = Temperatura final [K]

T_0 = Temperatura inicial [K]

Por lo tanto, una formación adecuada para el fracturamiento con CO₂ en términos de este efecto térmico, es aquella que presente un alto módulo de Young y relación de Poisson. En general las zonas productoras más profundas son las adecuadas para el fracturamiento con CO₂ ya que pueden aprovechar el estrés térmico inducido.

3.7.2 Propagación de fracturas por CO₂

Zhou y su equipo realizaron un estudio de Emisiones Acústicas (EA) con el fin de entender el comportamiento de la propagación de las fracturas con un sistema de CO₂ supercrítico, estos estudios se utilizan para el proceso de falla de la roca bajo un esfuerzo de compresión. [51]

El experimento se realizó con dos especímenes (30 [cm] x30 [cm] x30 [cm]) de cemento Portland cemento de PC32.5 R y arena de cuarzo de malla 40-70. Las propiedades mecánicas de la prueba se obtuvieron mediante experimentos de compresión y tracción, con resistencia a la compresión uniaxial de 27.89 [MPa], resistencia a la tracción de 3.55 [MPa], relación de Poisson de 0.17 y módulo de elasticidad de 24.6 [GPa].

Para la medición de EA (Emisiones Acústicas) se colocaron 12 sensores en 4 caras del espécimen (*Ilustración 3-10 (a)*) y el equipo utilizado se muestra en la (*Ilustración 3-10 (b)*).

Para la prueba se utilizaron dos tipos de fluidos, el primero era un gel lineal compuesto por agua y goma guar; el segundo fluido fue CO₂ super crítico. Las pruebas se realizaron variando el esfuerzo horizontal de las muestras para comparar su comportamiento en la generación de fracturas (*Tabla 3-5*).

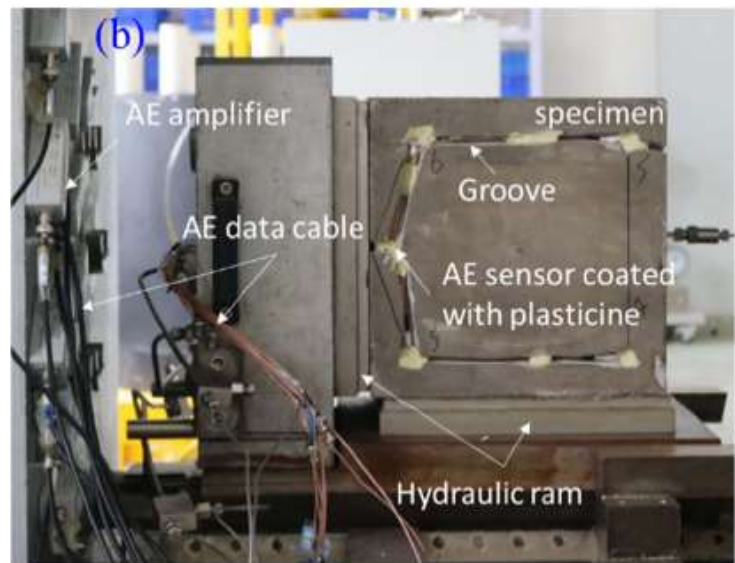
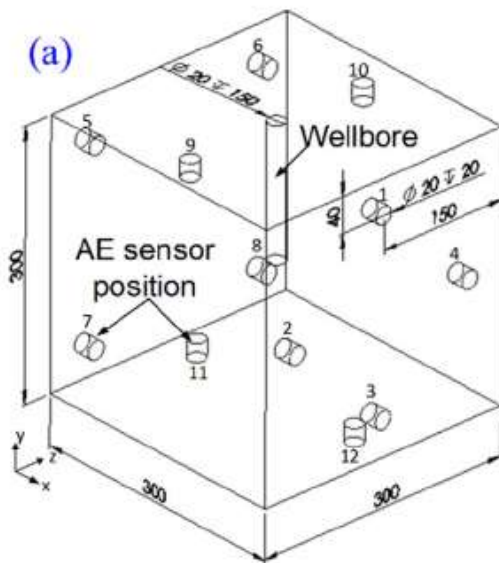


Ilustración 3-10 (a) Esquema del diseño del sensor AE (Unidad: mm) y (b) espécimen en prueba. [51]

Espécimen #	Fluido Fracturante	σ_v - σ_H - σ_h [MPa]	Tasa de inyección [ml/min]
1-1#	Agua + goma guar	23-21-19	2
2-1#	CO ₂ supercrítico	23-21-19	26
2-2#		23-21-17	
2-3#		23-21-15	
2-4#		23-21-13	
2-5#		23-21-11	

Tabla 3-5 Programa de ensayos para fracturamiento hidráulico y SC-CO₂. [51]

Se comparó la morfología de las fracturas generadas por los diferentes fluidos fracturantes, para el caso del primer espécimen se inyectó el gel lineal (agua + goma guar) a una tasa de inyección 2 [ml/min] hasta que alcanzó una σ_h de 19 [MPa], la morfología generada en la fractura hidráulica se muestra en la (*Ilustración 3-11(a)*); para el segundo caso se inyectó el CO₂ supercrítico a un gasto de 26 [ml/min] y los valores de σ_h fueron de los 11 hasta los 19 [MPa], las morfologías de la fractura por CO₂ se muestran en la (*Ilustración 3-11 (b-f)*).

Para un mismo σ_h de 19 [MPa], el gel lineal generó una fractura simple y curva, en comparación con el CO₂ que generó una red de fracturas, con fracturas más complejas y tortuosas.

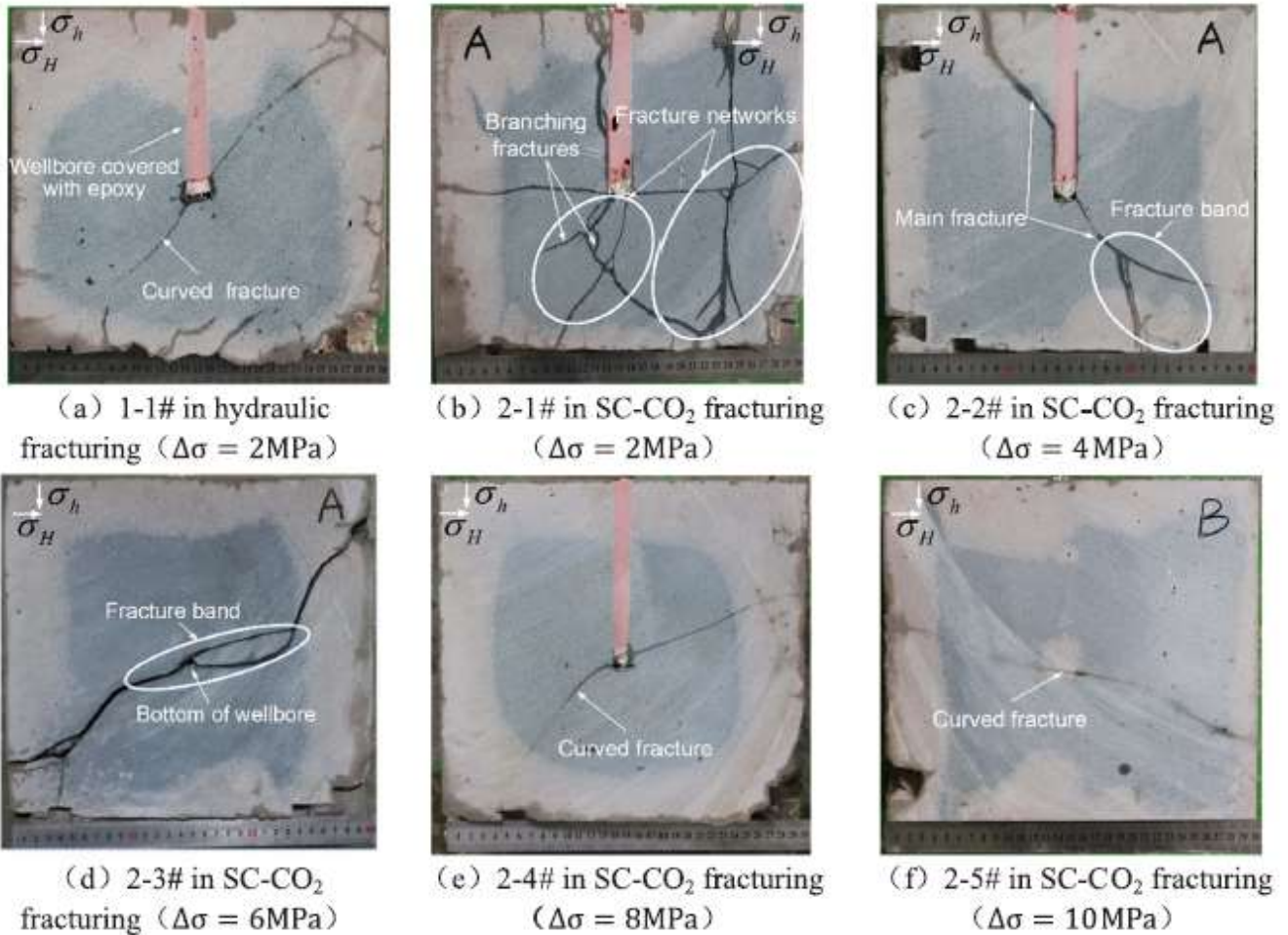


Ilustración 3-11 Diferentes morfologías de fracturas, dependiendo del fluido fracturante y variando la tensión horizontal. ($\Delta\sigma = \sigma_H - \sigma_h$). [51]

Zhou y su equipo lograron clasificar la propagación de fracturas por CO₂ supercrítico en cuatro etapas de acuerdo con las características de energía de los estudios de Emisiones Acústicas [51]:

- Incremento de la presión; esta ocurre alrededor del pozo, caracterizada por la acumulación de energía, sin embargo, la energía en esta etapa es baja (puntos verdes y azules, *Ilustración 3-12(a)*).
- La ruptura de la formación; en esta etapa se inicia la fractura principal y ocurre en etapas muy tempranas, la energía medida en esta etapa incrementa (puntos rojos, *Ilustración 3-12(b)*).
- Etapa de Fractura inestable; este es causado por la expansión del CO₂ supercrítico, en esta etapa se aumentan las fracturas iniciales a ramificaciones extensas y multi fracturas (*Ilustración 3-12(d-f)*).
- La detención de la fractura; esta etapa ocurre cuando la tasa de liberación de energía elástica es menor que la resistencia a la fractura de la roca.

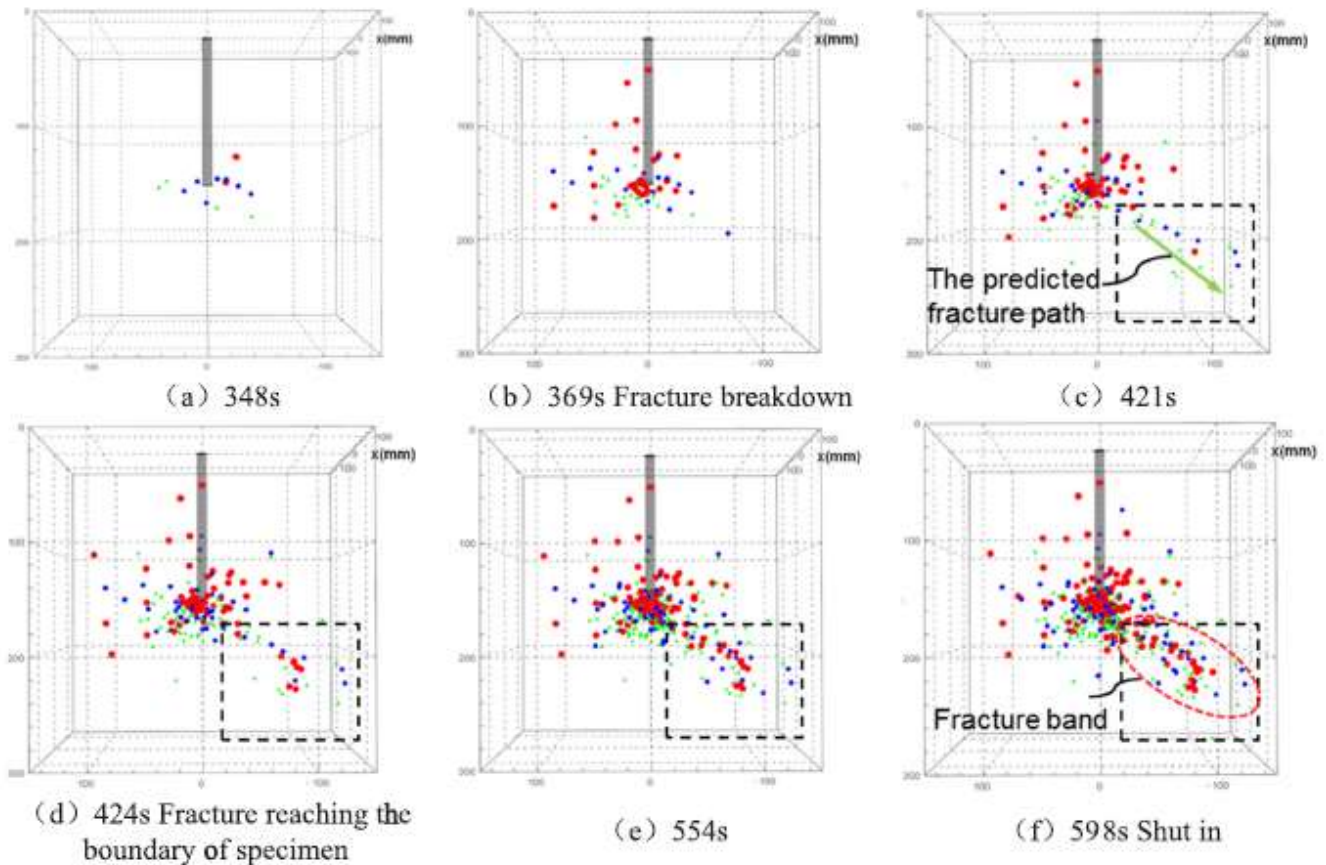


Ilustración 3-12 Evolución espacio - temporal de las características y eventos medidos por (EA) para el espécimen fracturado con CO_2 supercrítico. [51]

3.8 Acarreo de apuntalante con CO_2 supercrítico

Los mecanismos de transporte del apuntalante por un fluido supercrítico, así como la distribución y colocación del sustentante en una compleja red de fracturas ha recibido mucha atención en los últimos años. La dificultad del análisis radica en que la capacidad de transporte del CO_2 se ve afectada por complejos fenómenos químicos y físicos (transferencia de calor, flujo multifásico, reacciones químicas, pérdida de fluidos, adsorción y desorción).

Yong Zheng y colaboradores analizaron el transporte de apuntalante y lo describieron en tres etapas, etapa de colocación plana, etapa de desarrollo de la duna de apuntalante y etapa de desarrollo del banco de apuntalante. De igual manera, encontraron que el arrastre y la colocación del apuntalante dependerá de diversos factores tales como: la velocidad de inyección, la concentración de apuntalante, la geometría de la fractura y la temperatura de inyección. [52]

Por otra parte, Haizhu Wang y su equipo mediante un método de dinámica de fluidos computacional, simuló el transporte del apuntalante con CO_2 supercrítico en escenarios de fracturas planas, de unión en T y de unión en cruz. Los resultados mostraron que se formará un

régimen de flujo turbulento en las uniones de las fracturas, lo que es útil para transportar apuntalante a las fracturas secundarias. [53]

3.8.1 Etapa de colocación plana

La primera etapa comienza con la inyección de una suspensión de CO₂ supercrítico con apuntalante hasta que se forme un estrato de arena de sedimentación plana en el fondo de la fractura (Ilustración 3-13).

Cuando el apuntalante entra en la fractura la interacción del apuntalante–fluido, apuntalante–apuntalante, y apuntalante–pared; obstaculizarán el transporte del apuntalante, ocasionando que este se asiente rápidamente fuera del fluido fracturante y se acumule en el fondo para formar un lecho de arena plano a medida que se arrastran hacia adelante.

Después de inyectar la suspensión de CO₂ supercrítico en la fractura, el transporte y colocación del apuntalante se lleva a cabo bajo la acción de arrastre viscoso. [52]

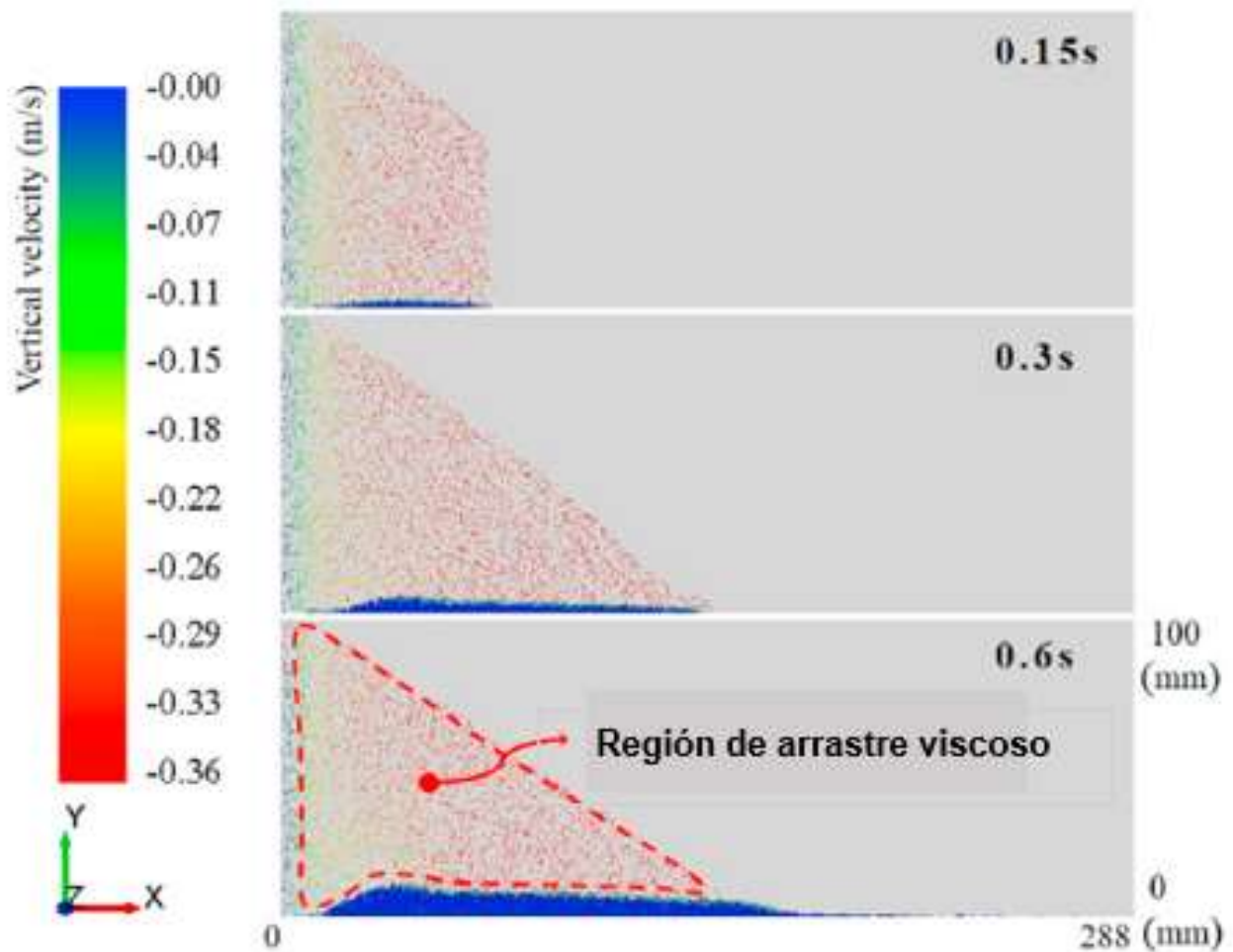


Ilustración 3-13 Colocación de apuntalante en la fractura en etapa de colocación plana. [52]

3.8.2 Etapa de desarrollo de la duna

A medida que se continúa inyectando el fluido fracturante cargado con apuntalante, se forma una duna de apuntalante en la superficie del estrato de arena de la primera etapa de sedimentación. La duna se forma cerca de la entrada de la fractura y crecerá con el tiempo. Cuando la duna de apuntalante alcanza una cierta altura, el apuntalante inyectado ya no se acumula en el lado frontal, sino que el apuntalante se asienta en la parte trasera, como se muestra en la (Ilustración 3-14).

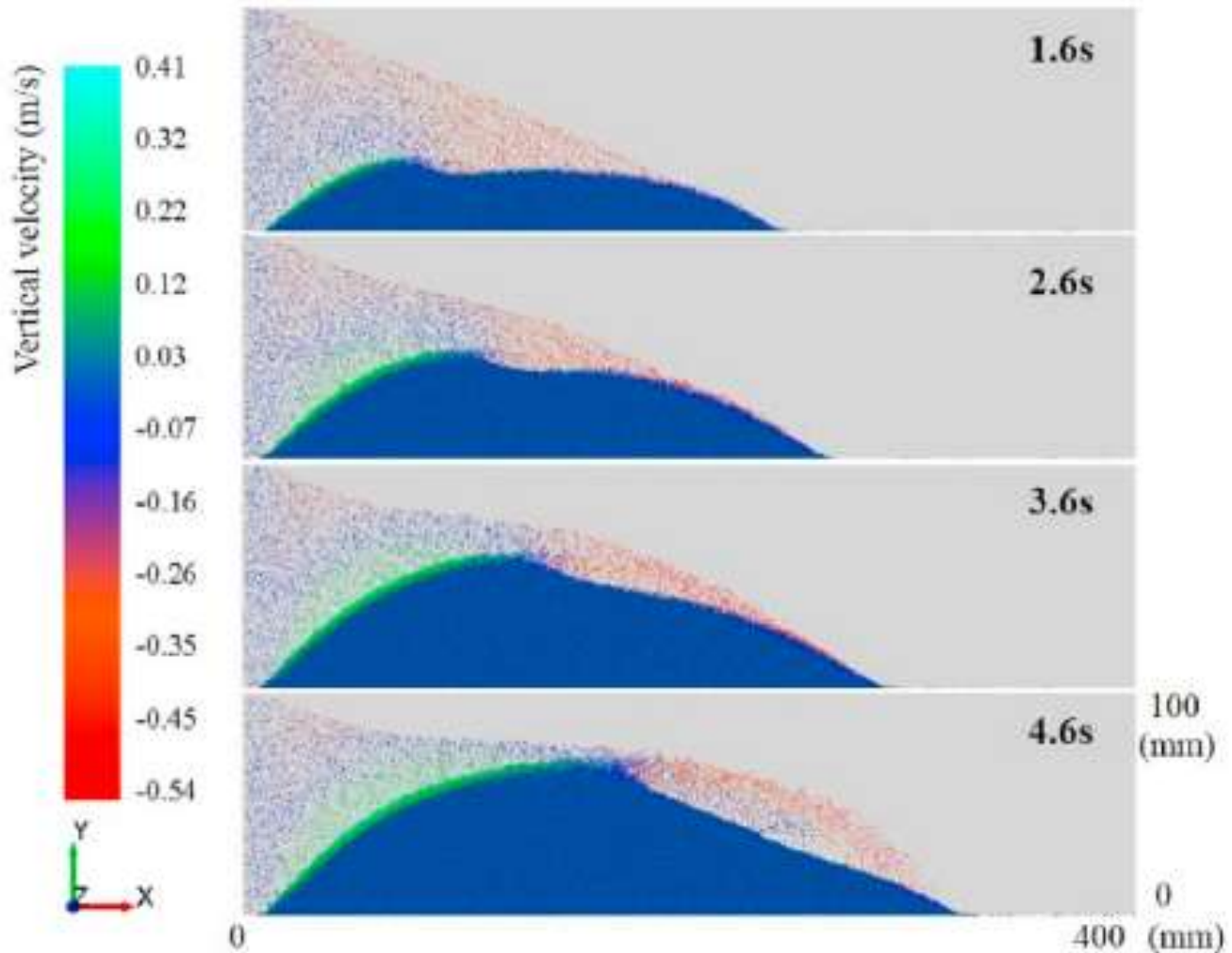


Ilustración 3-14 Velocidad de las partículas de apuntalante en dirección vertical con el tiempo. [52]

La existencia de la duna de apuntalante restringe el área abierta al flujo, esto da como resultado un aumento en la velocidad del fluido en la parte frontal de las dunas. Impulsadas por el fluido, algunas partículas en el borde delantero de la duna superan la fuerza de gravedad y se mueven hacia arriba

En esta segunda etapa el arrastre viscoso disminuye con el crecimiento de la duna, esto indica que el apuntalante se acumula fácilmente en la entrada, sin embargo, la región de elevación comienza a aparecer y cobra más importancia que el arrastre viscoso.

Cuando las partículas de apuntalante inyectadas están cerca de la zona de elevación, aumentan su velocidad y se desplazarán hacia delante de la duna. Por lo tanto, la elevación es el mecanismo dominante para el transporte de apuntalante en esta etapa. [52]

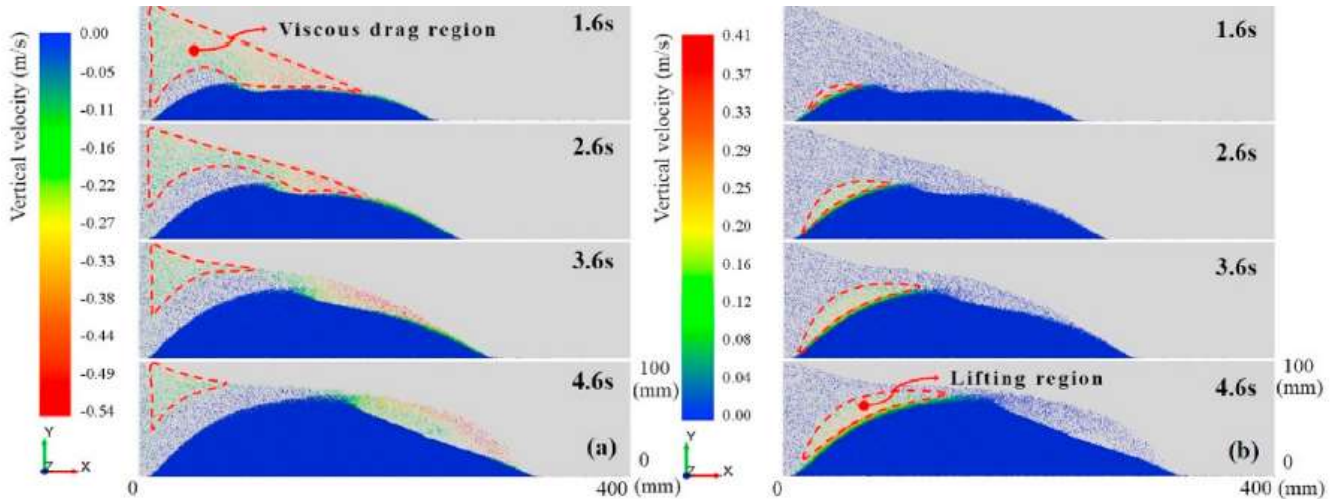


Ilustración 3-15 Creación de la duna, (a) reducción del arrastre viscoso; (b) aumento del transporte por elevación. [52]

3.8.3 Etapa de desarrollo del banco de apuntalante

Esta etapa ocurre cuando el espacio entre la parte superior de la fractura y la duna de apuntalante alcanza un valor crítico, la altura de la duna no aumentará. El apuntalante que se sigue inyectando se lleva a la parte trasera de la duna y se acumula, lo que hace que la duna del apuntalante comience a extenderse hasta la profundidad de la fractura, formando eventualmente un banco de apuntalante.

En esta etapa la velocidad del fluido a través del espacio entre la fractura y la duna aumenta a medida que se construye el banco de apuntalante. Esta velocidad se incrementa hasta que se obtiene una velocidad de equilibrio, la cantidad de partículas de asentamiento y resuspensión en el banco están en un equilibrio dinámico, por lo que el banco de apuntalante crece en longitud desde el extremo exterior con la inyección continua de la mezcla de CO₂ con apuntalante, como se muestra en la (Ilustración 3-16).

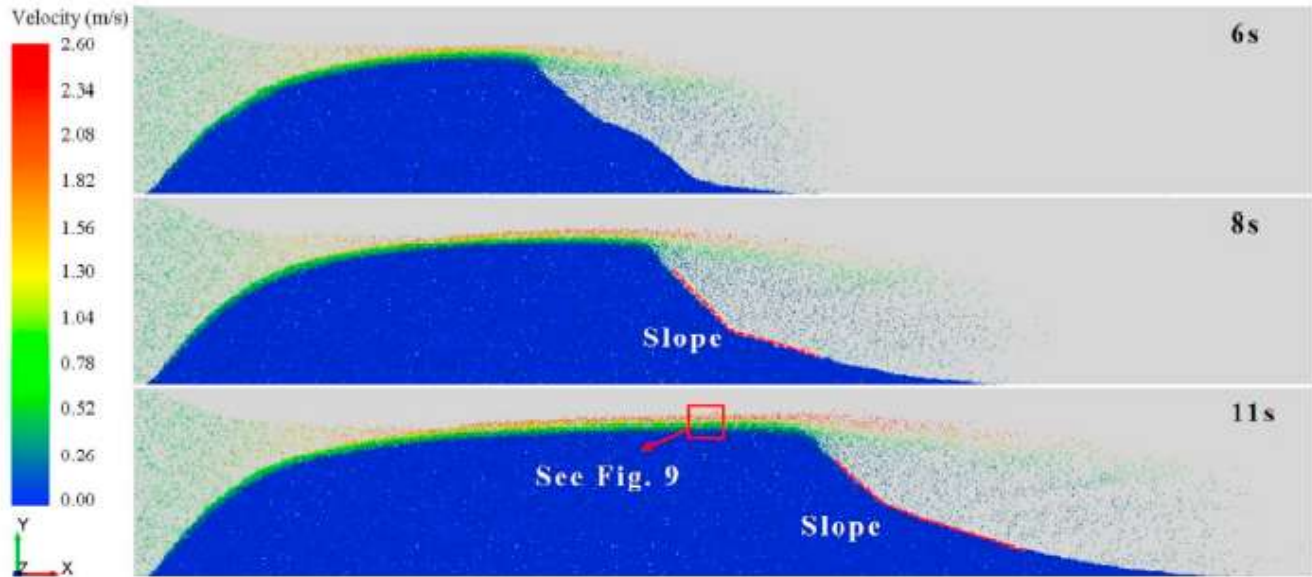


Ilustración 3-16 El proceso de desarrollo del banco de apuntalante. [52]

La (Ilustración 3-17) es un segmento ampliado que se resalta en la (Ilustración 3-16), se puede observar en la ilustración que la región azul del fondo es un lecho estático con velocidad cero, que se forma por la sedimentación del apuntalante previamente inyectado. Por encima del lecho estático hay una capa de flujo de apuntalante estable, donde las partículas de apuntalante son fluidizadas por el fluido de alta velocidad, llamado capa de fluidización. En esta segunda capa la concentración de partículas de abajo hacia arriba disminuye, mientras que la velocidad de las partículas aumenta. La sección superior es una región de flujo de fluido de CO₂ supercrítico puro formada por la separación sólido-líquido de la suspensión.

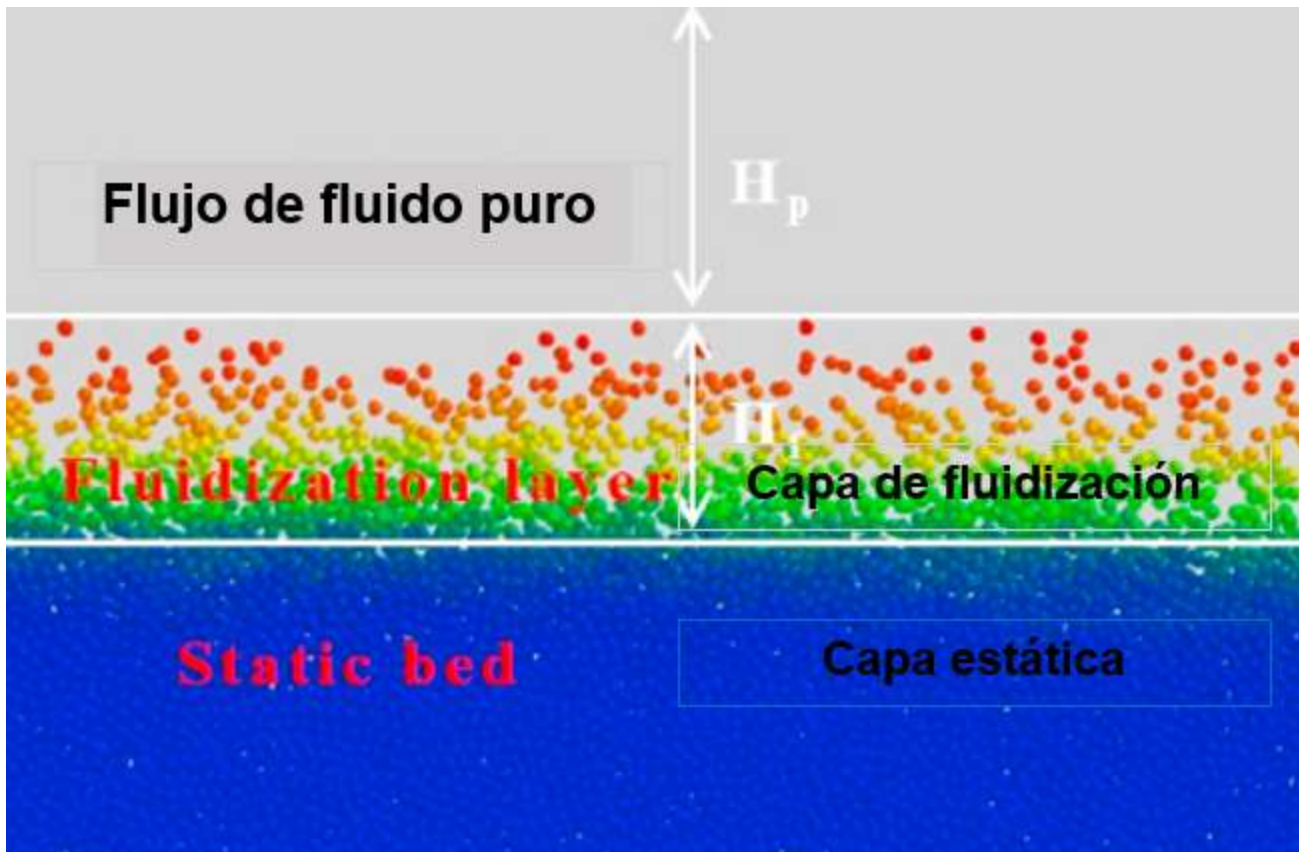


Ilustración 3-17 Características de flujo estratificado del CO₂ supercrítico. [52]

El apuntalante que es transportado por la fluidización se sedimenta en la parte posterior al banco de apuntalante, el asentamiento del apuntalante genera una pendiente frente al banco (Ilustración 3-16), entre más plana sea la pendiente más lejos llegara el apuntalante dentro de la fractura, por lo que, a una velocidad más alta del apuntalante en la capa de fluidización las partículas se colocarán más lejos y la pendiente será más plana.

La (Ilustración 3-18) muestra de manera más intuitiva la tercera etapa de la colocación del apuntalante utilizando CO₂ supercrítico como fluido fracturante. En la (Ilustración 3-18 (a)) muestra el tiempo de residencia del apuntalante en la fractura, siendo la tonalidad roja el primer apuntalante inyectado a la formación y por consecuente es la parte más cercana al pozo y el apuntalante azul es el inyectado más tarde, este último es el que llega más profundo dentro de la fractura y se mueve a lo largo del banco del apuntalante bajo la acción de fluidización.

La (Ilustración 3-18 (b)) muestra una sección de la parte superior del banco de apuntalante, en esta sección se puede ver que las partículas de apuntalante recién inyectadas se mueven hacia adelante a lo largo de la superficie del lecho estático bajo la acción de fluidización.

La (Ilustración 3-18 (c)) muestra la velocidad del apuntalante de la (Ilustración 3-18 (b)), se puede observar que en la parte superior de la capa de fluidización la concentración es menor en comparación con la parte inferior, sin embargo, la velocidad del apuntalante es mayor en la parte superior de la capa de fluidización,

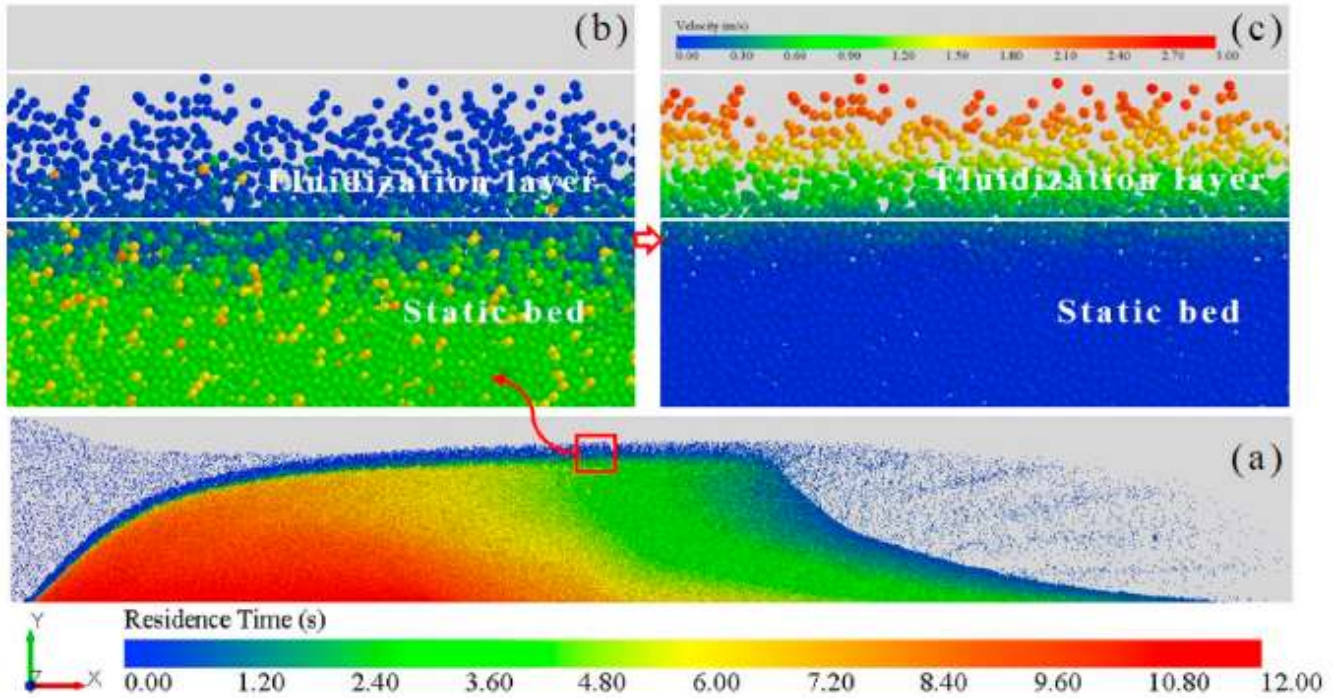


Ilustración 3-18 (a) Distribución del apuntalante inyectado en diferentes momentos de la fractura; (b) plano de la parte superior del banco de apuntalante; (c) Velocidad del apuntalante del plano superior del banco del apuntalante. [52]

Cabe mencionar que el transporte por arrastre viscoso y transporte por elevación alcanzarán un estado estable en esta etapa. Las partículas inyectadas continuamente se mueven a la profundidad de la fractura a través de la capa de fluidización. Por lo tanto, el mecanismo de transporte de apuntalante en esta etapa es el transporte fluidizado.

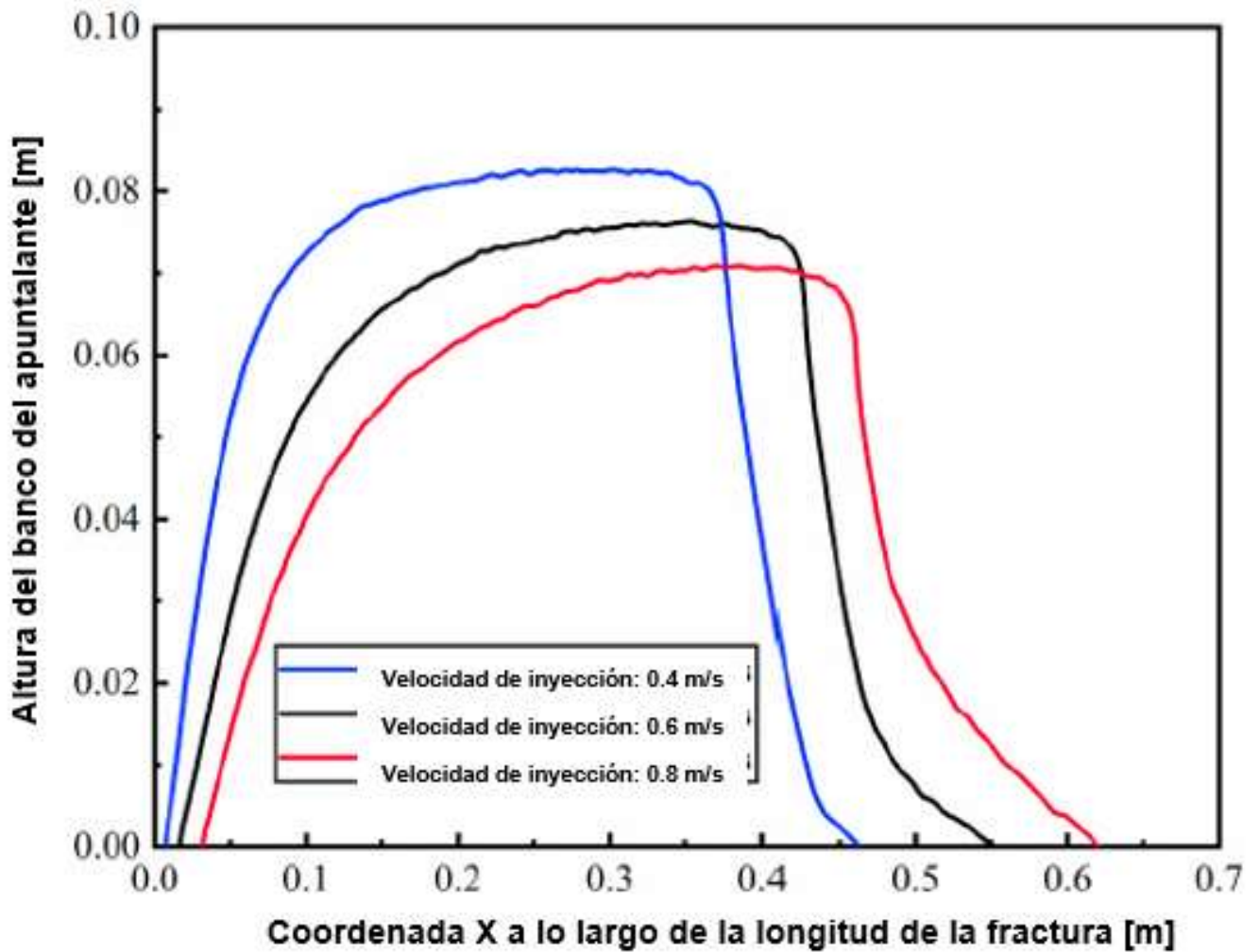
3.8.4 Parámetros que alteran la distribución y colocación del apuntalante en la fractura.

Existen parámetros que están involucrados en la colocación del apuntalante, cuatro de estos parámetros son los que tienen un mayor impacto, estos son: la velocidad de bombeo, la concentración del apuntalante y la temperatura a la que se inyecta el CO_2 .

- Velocidad de bombeo

La velocidad de inyección del fluido fracturante afecta significativamente la colocación del apuntalante en la fractura, en la (Gráfica 3-4) se muestra la distribución del apuntalante en la fractura a diferentes velocidades de inyección.

A mayor velocidad de inyección, la erosión en la superficie del banco de apuntalante se vuelve más severa y se acumula más apuntalante en la cola. Por lo que, al aumentar la velocidad del fluido, la capa de fluidización se expande aumentando la suspensión de las partículas. [52]

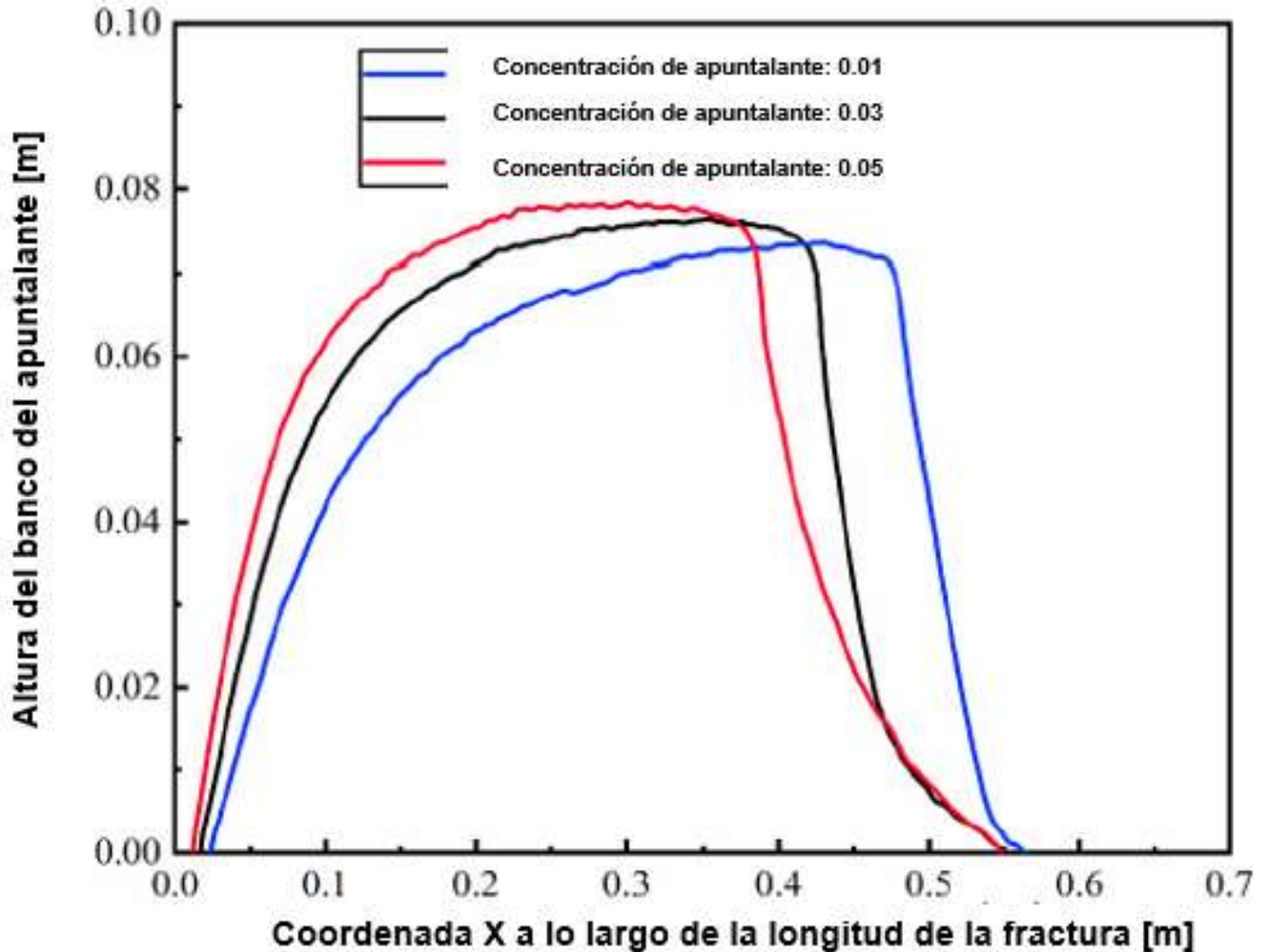


Gráfica 3-4 Perfiles del banco de apuntalante bajo diferentes velocidades de inyección. [52]

- Concentración de apuntalante.

En la (Gráfica 3-5) se pueden observar diferentes perfiles del banco de apuntalante con diferentes concentraciones (la concentración de apuntalante utilizada aquí se refiere al volumen de apuntalante como porcentaje del volumen de la mezcla).

El banco de apuntalante que tiene la distancia de esparcimiento más larga es el de la concentración de apuntalante de (0.01), al aumentar la concentración hará que la altura del banco aumente. Esto se debe a que un aumento en la concentración mejorará la interacción entre las partículas, lo que a su vez requiere una mayor fuerza impulsora para mover las partículas hacia adelante. A sí mismo, una mayor concentración de partículas indica una reducción en el volumen de CO₂ supercrítico inyectado. [52]

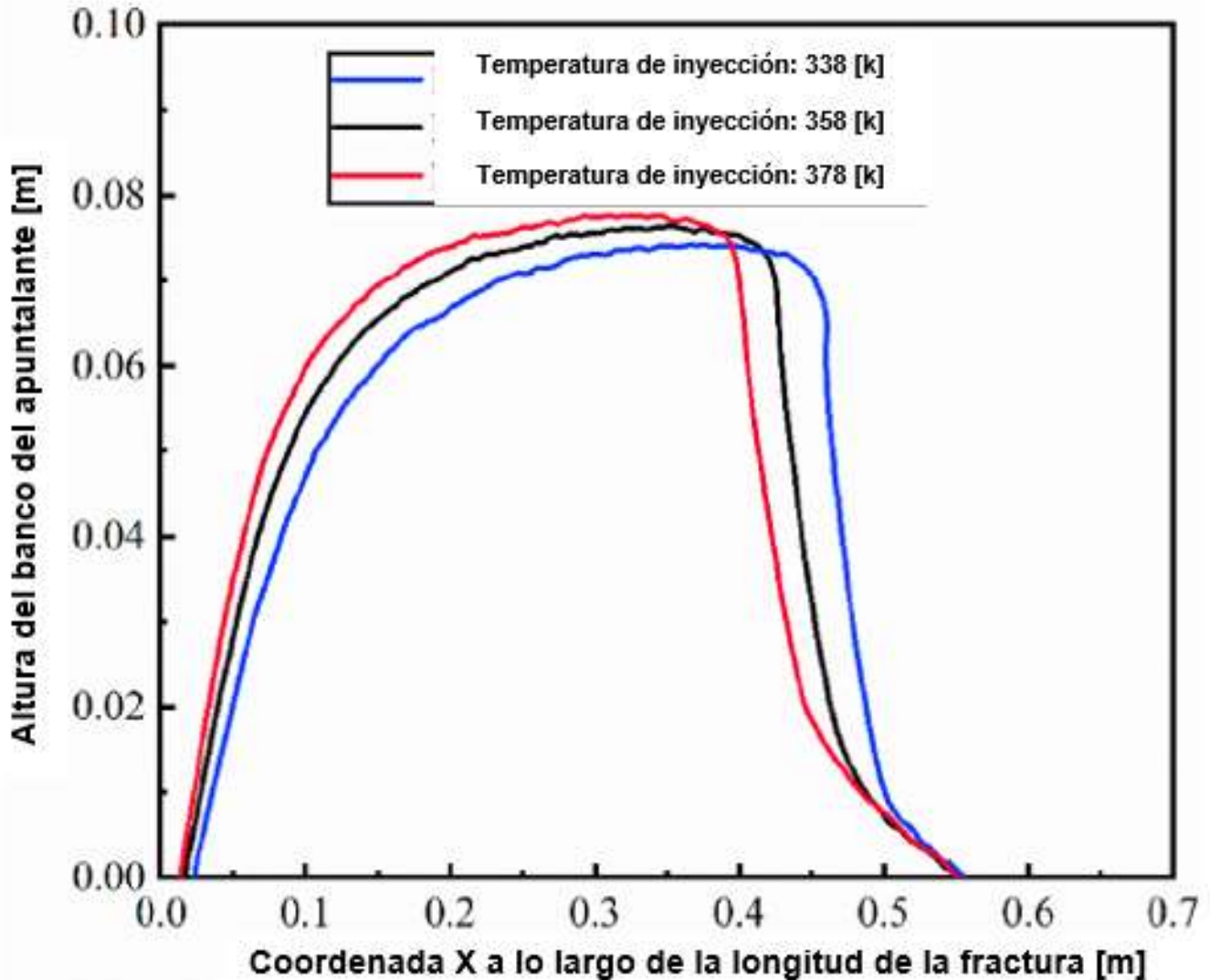


Gráfica 3-5 Perfiles de banco de apuntalante bajo diferentes concentraciones de apuntalante. [52]

- Temperatura de inyección en la fractura

A diferencia de los fluidos base agua, el rendimiento del CO₂ supercrítico es sensible a la temperatura y la presión. Por lo tanto, la temperatura de inyección afectará indudablemente al bombeo del fluido fracturante cargado con apuntalante.

En la (Gráfica 3-6) se muestran perfiles del banco de apuntalante bajo diferentes temperaturas, en esta podemos observar claramente que a medida que aumenta la temperatura de inyección en la fractura, la altura de equilibrio del banco de apuntalante aumenta y la longitud disminuye. Este cambio de temperatura disminuye la viscosidad y densidad del CO₂, por lo que su capacidad para transportar el fluido se verá disminuida al aumentar la temperatura. Por lo tanto, la distribución de la temperatura del yacimiento es un factor que debe tenerse en cuenta al bombear CO₂ supercrítico. [52]



Gráfica 3-6 Perfiles de banco de apuntalante bajo diferentes temperaturas de inyección. [52]

3.8.5 Colocación de apuntalante en diferentes geometrías de fractura

Es muy difícil predecir hasta dónde puede llegar el apuntalante que transporta el CO₂ supercrítico y cómo se transportará el apuntalante en las fracturas naturales cuando estas entran en contacto o son penetradas por fracturas inducidas. Haizhu Wang y su equipo (2018) analizaron dos tipos de fracturas en las que el apuntalante debe colocarse, las fracturas en forma de T y en forma de cruz [53].

Una geometría en T sucede cuando la punta de una fractura inducida se cruza con una fractura natural. La (Ilustración 3-19) muestra cómo sería la distribución de apuntalante en una geometría en forma de T, el apuntalante que llega a la unión en T se distribuye uniformemente a cada ala de la fractura natural, suponiendo que las alas de la fractura sean simétricas.

Cuando los granos de apuntalante ingresen al plano de fractura natural, inician un proceso de aceleración a lo largo del plano de fractura, este aumento de velocidad genera un régimen turbulento en el cruce dificultando la formación de dunas en la fractura natural, sin embargo, es útil para llevar partículas de apuntalante dentro de la fractura natural.

Otro aspecto que considerar es el ángulo de intersección, entre mayor es el ángulo más difícil es para el apuntalante entrar en una fractura natural y esto aplica para geometrías en T y en forma de cruz.

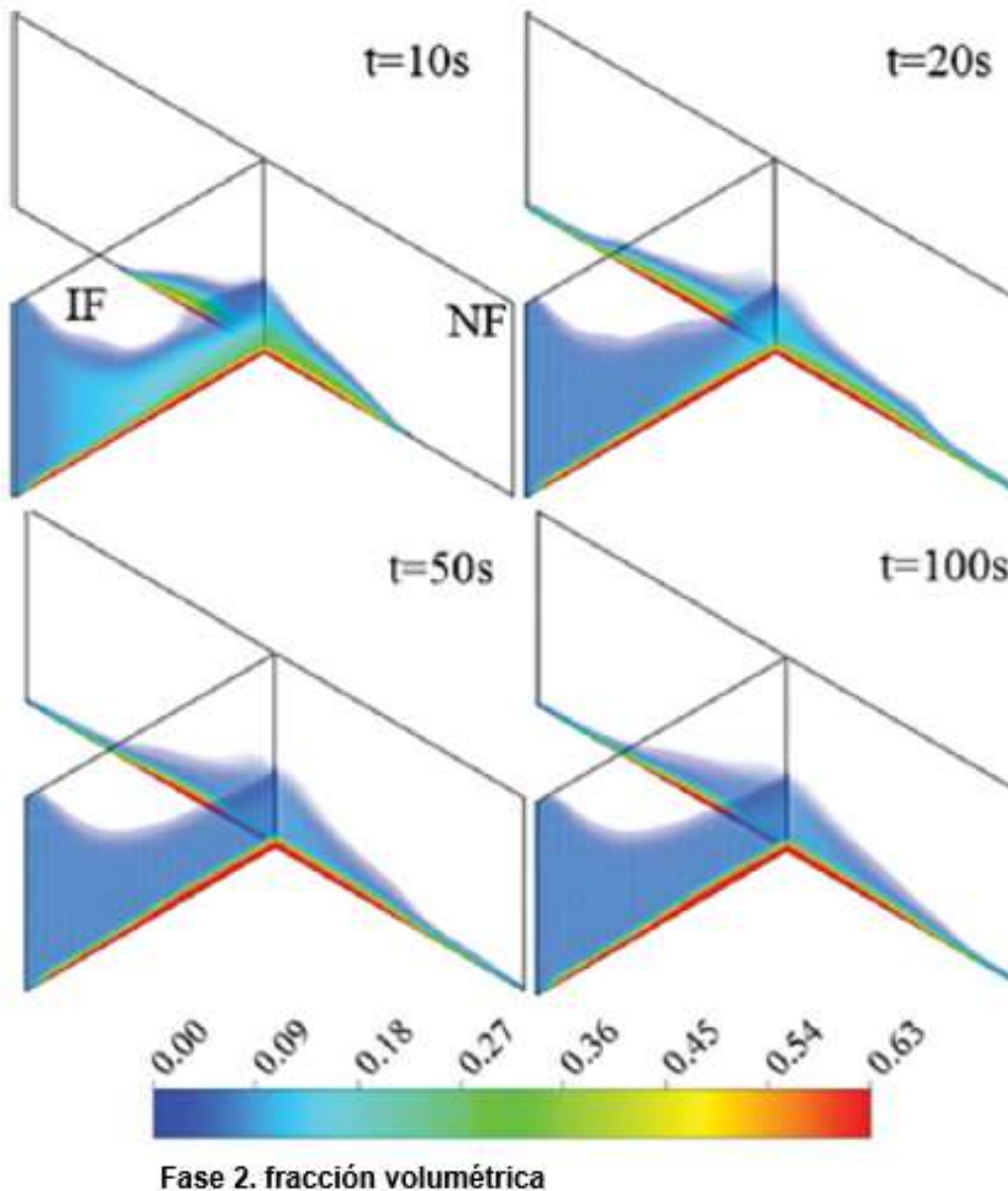


Ilustración 3-19 Representación volumétrica de la fracción volumétrica de partículas a 10 s, 20 s, 50 s y 100 s para el caso de fractura en forma de T (IF: fractura inducida; NF: fractura natural). [53]

- Geometría en forma de cruz

Se le conoce como fractura en forma cruz cuando la fractura inducida se cruza con una fractura natural, sin embargo, este cruce no sucede en la punta de la fractura. En este tipo de geometría las partículas de apuntalantes transportadas por el CO₂ supercrítico se divide en tres corrientes: la corriente abajo de la fractura inducida y a ambos lados de la fractura natural.

En la (Ilustración 3-20) muestra la distribución del apuntalante dentro de la fractura inducida y la fractura natural de una fractura de cruz, en la etapa inicial de la inyección de apuntalante en la fractura, muchas partículas se acumularon en la fractura inducida cerca de las intersecciones, luego una pequeña cantidad de las partículas acumuladas son arrastradas a la fractura natural, sin embargo, la mayor parte del apuntalante sigue avanzando en la fractura inducida.

A medida que el tiempo de inyección aumente, se transporta y acumula más apuntalante a lo largo de la fractura natural; no obstante, ocurre una pérdida de velocidad horizontal del apuntalante generada por el impacto de la intersección perpendicular con la fractura natural. La pérdida de velocidad dará paso a la formación de un banco de apuntalante en la fractura inducida delante de la intersección con la fractura natural.

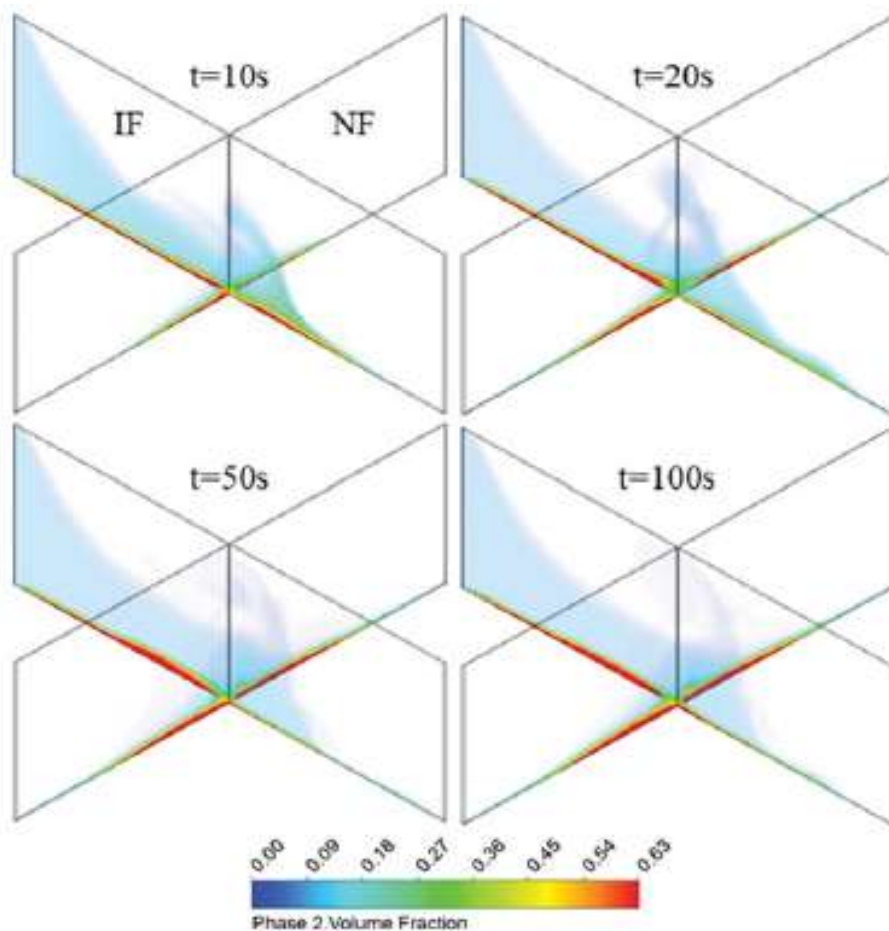


Ilustración 3-20 Representación volumétrica de la fracción volumétrica de partículas a 10 s, 20 s, 50 s y 100 s para el caso de fractura en forma de cruz (IF: fractura inducida; NF: fractura natural). [53]

3.9 Tecnología empleada para el proceso de captura del CO₂ (tecnología)

Antes de cualquier operación es de suma importancia contar con un flujo concentrado de CO₂ a alta presión que permita su fácil transporte y almacenamiento. La captura de este gas solo es posible si el CO₂ está lo suficientemente concentrada como para que sea posible su compresión hasta alcanzar un estado líquido.

Por este motivo los sistemas de captura de CO₂ incluyen un proceso de separación de gases a gran escala que acaba generando una corriente concentrada y de gran pureza de este gas. Estos sistemas de capturas se suelen clasificar en tres tipos [54]:

- Pre-combustión: el combustible debe transformarse y pasar a tener un bajo o nulo contenido en carbono. En el proceso se obtiene H₂ y CO₂, el primero queda disponible para su combustión en turbinas de gas y el segundo se captura para su posterior almacenamiento.
- Oxidación parcial y total: la combustión se realiza en presencia de oxígeno puro o con una mezcla enriquecida en oxígeno en lugar de aire. El resultado en ambos casos es un gas efluente con un alto contenido en CO₂ (su concentración dependerá del contenido de O₂ en la mezcla utilizada en la combustión). En ambos casos es necesario utilizar técnicas de separación de gases para capturar el CO₂ de los gases efluentes. Las técnicas que se utilicen dependerán de la concentración de CO₂ de los mismos.
- Post-combustión: se trata de técnicas que se aplican al final del proceso de combustión. El objetivo es separar el CO₂ que se encuentra diluido en los gases efluentes del resto de componentes del gas, la separación se logra mediante las siguientes técnicas de separación de gases: membranas, absorción química, adsorción física, ciclos de calcinación-carbonatación, etc.

3.9.1 Pre-combustión

El sistema de pre-combustión para capturar el CO₂ se emplea cuando se busca reducir el contenido de carbono de los hidrocarburos o para producir combustibles con bajo contenido en carbono.

El carbono presente en los hidrocarburos y los combustibles se separa en forma de CO₂, que se puede capturar y almacenar. La separación del CO₂ y del H₂ se consigue con la utilización de membranas, técnicas de absorción y de adsorción.

Los procesos para separar el H₂ son [54]:

- A partir de la reacción del gas natural u otros hidrocarburos, con oxígeno o agua generando CO₂ y H₂.
- A partir de carbón por gasificación para posteriormente reaccionar con vapor de agua.

Los sistemas de captura en la pre-combustión se pueden definir en el siguiente esquema (Ilustración 3-21), el proceso comienza con la entrada del combustible fósil y a través de los dos procesos mencionados se separa el H₂ y el CO₂, después de su separación el CO₂ se lleva a condiciones de presión y temperatura para su transporte.

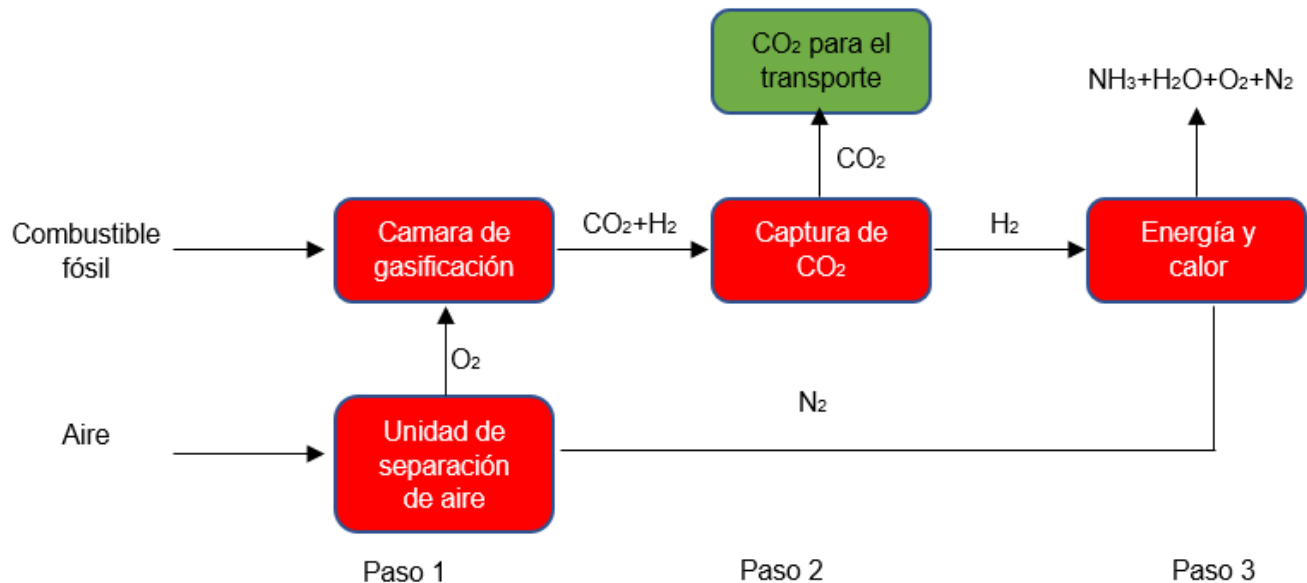
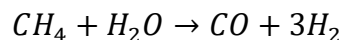


Ilustración 3-21 Esquema general del proceso de captura de CO₂ mediante técnicas de precombustión. [54]

Reformado con vapor de agua

El reformado con vapor de agua es la tecnología dominante para la producción de hidrógeno. En este caso, la mayor parte de las veces la fuente de energía primaria es el gas natural. El proceso también se conoce como “steam methane reforming” (SMR).

Ecuación 4 reacción química del proceso de reformado con vapor.

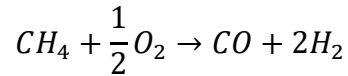


La reacción del metano con el vapor de agua se produce a una temperatura de entre 750 y 900 [°C] y una presión de entre 20 y 30 [bar], alcanzándose una eficiencia energética del 81%. Las principales ventajas de esta tecnología residen en su elevada eficiencia, su alta obtención de H₂ y menor producción de CO₂ [54].

Oxidación parcial

En los procesos de oxidación parcial, el combustible reacciona con oxígeno puro a altas presiones (30-75 [bar]). La reacción es exotérmica y tiene lugar a altas temperaturas (1,300 – 1,400 [°C]). [54]

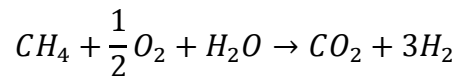
Ecuación 5 Reacción química del proceso de oxidación parcial.



Reformado autotérmico

En este proceso se lleva a cabo una reacción química a una temperatura de entre 1,100 y 1,400 [°C] con una presión de 20 a 60 [bar].

Ecuación 6 Reacción química del proceso de reformado autotérmico



La principal ventaja de este sistema es la auto-termicidad, es decir, que el calor necesario para la oxidación con vapor de agua lo suministra la oxidación parcial con oxígeno. Además, para unidades muy grandes presenta un menor coste que la oxidación con vapor de agua. [54]

3.9.2 Oxicombustión parcial y total

Las tecnologías de oxicombustión consisten en sustituir el aire por oxígeno como comburente, eliminando parcial o totalmente el nitrógeno del aire, como resultado la concentración de CO₂ se incrementa pasando de un (7-33%) en volumen en una combustión con aire a un 80% en una combustión con oxígeno.

La diferencia entre la oxicombustión total y parcial con aire enriquecido en O₂ reside en la composición del comburente. La oxicombustión total utiliza un sistema de oxígeno puro y en la oxicombustión parcial, la mezcla de aporte tiene una alta concentración de O₂, pero mantiene también una cierta cantidad de nitrógeno.

El proceso se puede resumir con el siguiente esquema (Ilustración 3-22), se utiliza como comburente un sistema de O₂ de alta pureza para aumentar la concentración de CO₂ liberado después de la combustión, posteriormente se separa el CO₂ de los otros productos de la combustión, para finalizar se lleva el CO₂ a condiciones de presión y temperatura para el transporte. [54]

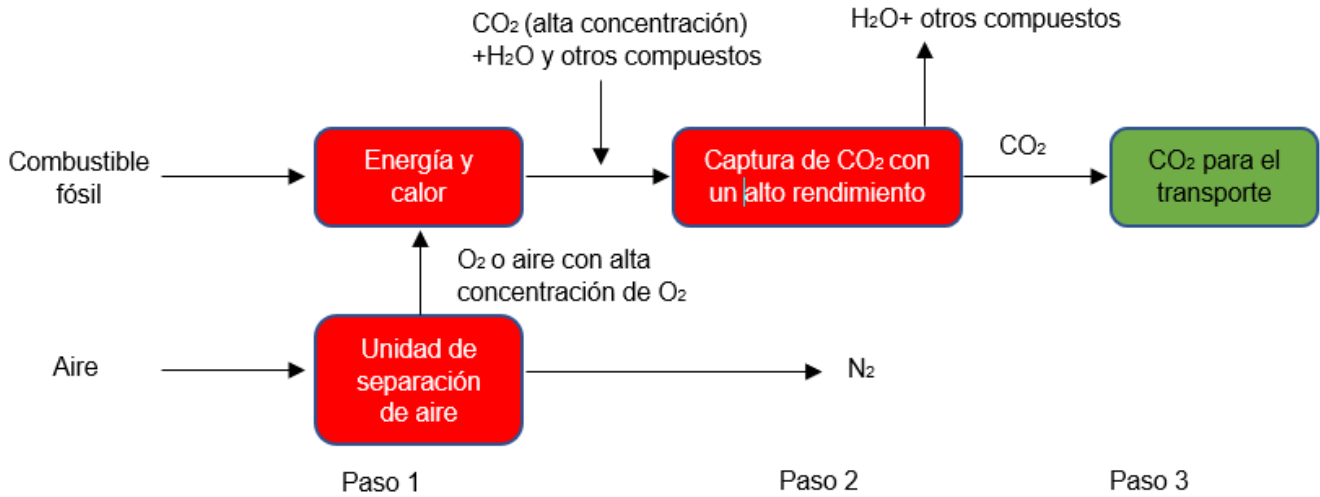


Ilustración 3-22 Esquema general del proceso de captura de CO₂ mediante la técnica de oxidación parcial y total. [54]

3.9.3 Post-combustión

La captura de CO₂ en procesos de post-combustion implica la separación del CO₂ presente en los gases expulsados tras la quema del combustible. Este proceso se puede resumir en el siguiente esquema (Ilustración 3-23), tras la quema de los combustibles se liberan gases como el CO₂, N₂, el O₂ y NO_x, posteriormente estos gases son capturados, después de un proceso de separación el CO₂ queda en su forma más pura y se le lleva condiciones de presión y temperatura para su transporte. [54]

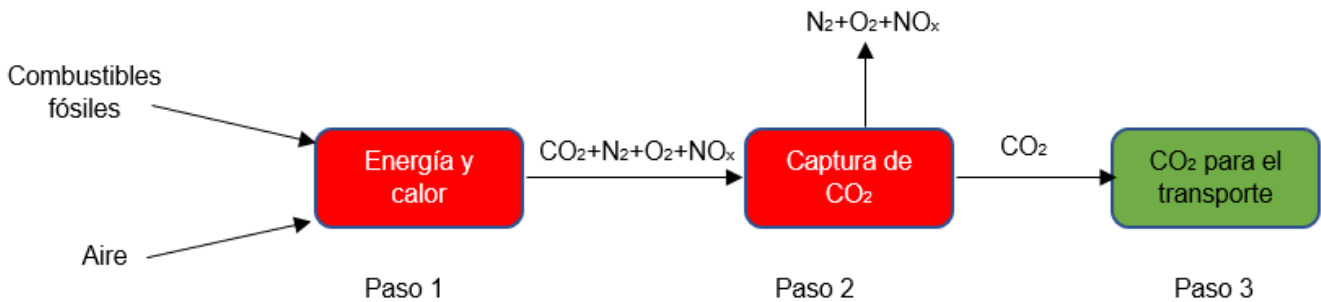


Ilustración 3-23 Esquema general del proceso de post-combustión. [54]

Para separar el CO₂ existen cuatro principales métodos: Depurador con disolvente de compuestos de amoníaco, membranas de separación, separación criogénica y ciclos de carbonatación-calcinación.

Depurador con disolvente de compuestos de amoniaco

Este tipo de captura de CO₂ se utiliza en la industria química, industria del petróleo y centrales térmicas (de forma piloto). Para su utilización es necesario disminuir de la mezcla de gases de la combustión el (SO₂ < 10 ppm) y (NO₂ < 20 ppm) esto con el fin de evitar la degradación del disolvente y tener un proceso de separación mucho más eficiente. El proceso de captura química del CO₂ es uno de los más eficientes con radios de captura mayores al 98% y con pureza del CO₂ superiores al 99%. [54]

El proceso de depurado consiste en:

- Una solución acuosa de aminas se pone en contacto dentro de una columna de absorción con la corriente de gases de salida que contienen CO₂.
- Las aminas reaccionan con los vapores ácidos de CO₂ para formar una sal disuelta. El gas purificado sale del absorbente.
- La solución de aminas rica en CO₂ se regenera en la columna de desorción, donde la presión se reduce y/o la temperatura se incrementa hasta los 120 [°C] aproximadamente con el objetivo de liberar el CO₂.
- La solución de aminas libres de CO₂ se devuelven a la columna de absorción para volver a comenzar el proceso.

Este proceso puede ser descrito en la (Ilustración 3-24).

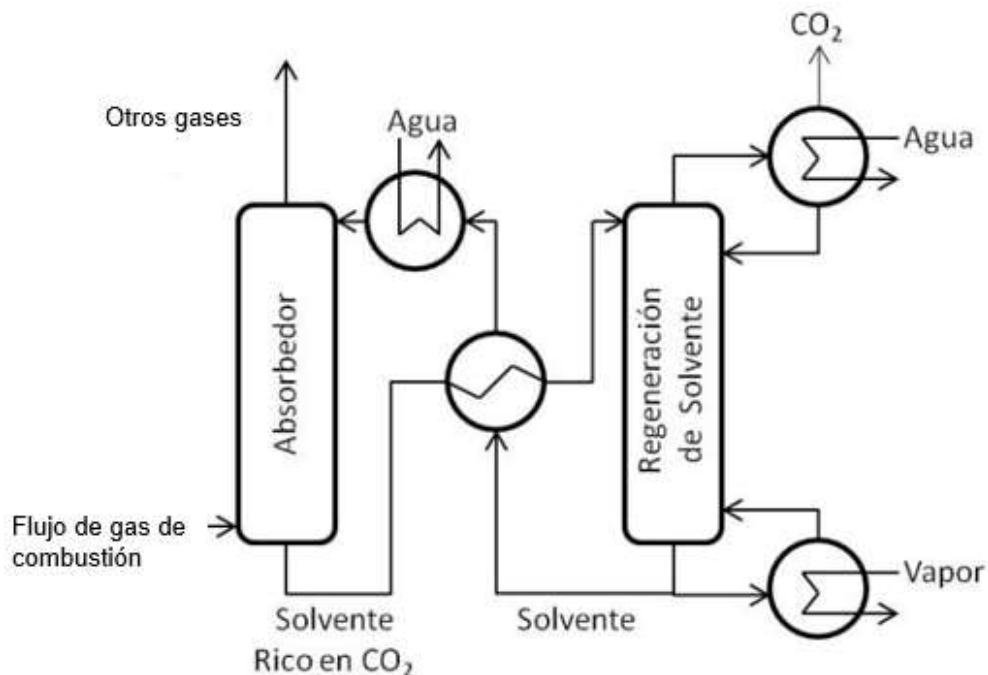


Ilustración 3-24 Esquema general de la absorción de CO₂. [55]

Los solventes utilizados en este proceso suelen ser la monoetanolamina (MEA), la dietanolamina (DEA), la diisopropanolamina (DIPA), Piperazina/aminas terciarias (MDEA), amoniaco refrigerado y otras aminas bajo patente; sin embargo, en cualquier caso, el disolvente se debe reemplazar cada cierto tiempo, lo cual encarece el proceso. [55]

Las ventajas de este proceso son: alta eficiencia de captura, alta pureza del CO₂, tecnología disponible a escala comercial y puede aplicarse en diferentes industrias. [54]

Algunas de las desventajas son las siguientes: actualmente es la tecnología más cara para la separación, es necesario utilizar equipos de grandes dimensiones y se requiere un alto consumo energético.

Membranas de separación

Las membranas son un bulto de fibras con microporos empacada con una alta área superficial y bajos requerimientos de mantenimiento. La eficiencia de la absorción depende de las propiedades de la membrana, principalmente la superficie de contacto y las características de los absorbentes químicos utilizados. [56]

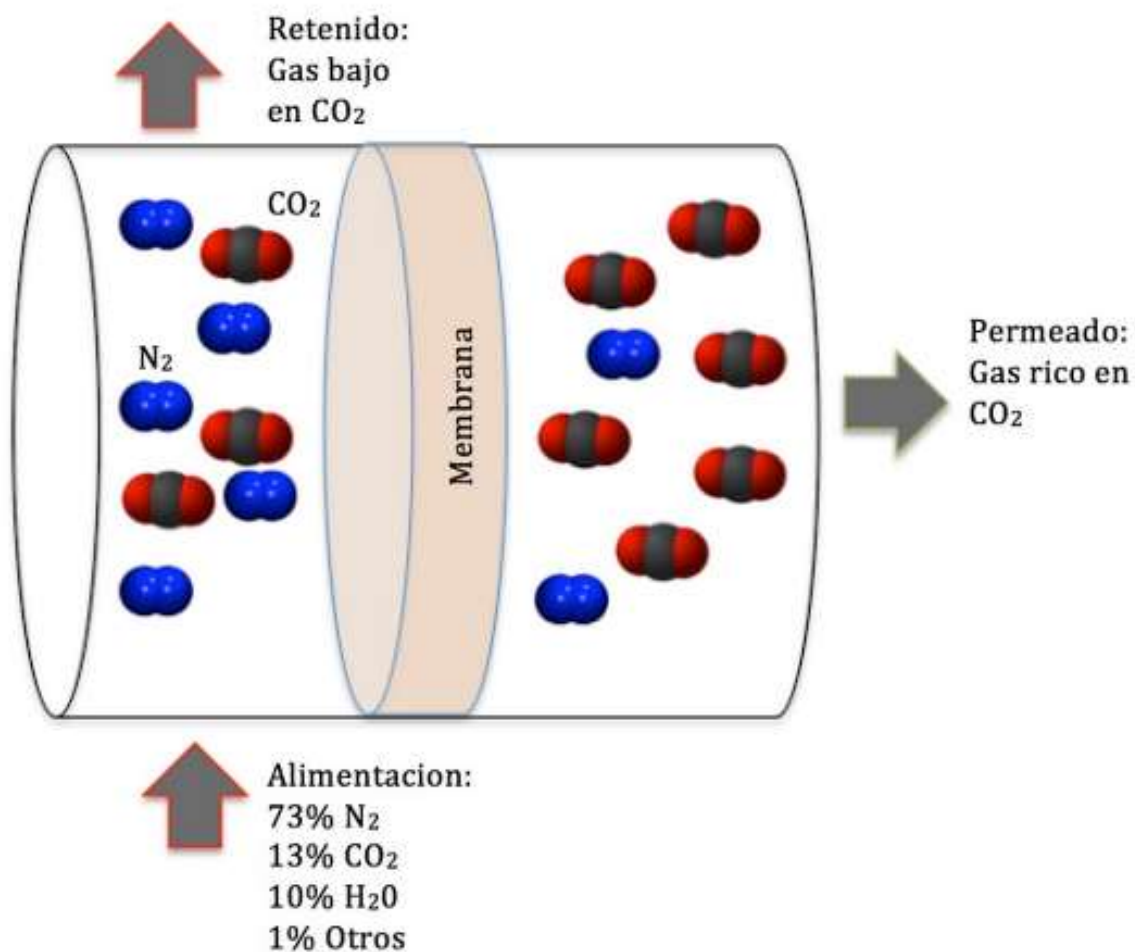


Ilustración 3-25 Proceso basado en membranas para la separación del CO₂ de un flujo de gases. [57]

Esta separación con membranas no requiere un cambio de fase con lo cual genera un ahorro energético significativo, otra ventaja es que las unidades de separación de gases suelen tener un tamaño menor que otras instalaciones de captura de CO₂, por lo que su impacto medioambiental también es menor. [54]

Las técnicas de separación de gases mediante membranas se consideran como un proceso intermedio entre la adsorción y la absorción. Este proceso comienza con la entrada de una corriente de gases a alta presión que circula a través de una cara de la membrana, la membrana adsorbe el gas deseado, la molécula absorbida por la membrana pasa hacia la otra cara donde se desadsorbe a condiciones de baja presión.

Durante el proceso de separación de gases mediante membranas se distinguen tres corrientes de gases diferentes [54]:

- Gas de entrada: es una mezcla de gases a altas presiones que circulan a lo largo de una cara de la membrana.
- Gas permeable: donde las moléculas que atraviesan la membrana son barridas por una corriente de gases en la otra cara de la membrana.
- Gas residual: formado por las moléculas no permeables que permanecen en la cara por donde se alimenta la membrana.

Uno de los principales problemas de la separación del CO₂ por membranas es que estas no tienen una elevada capacidad de separación, por este motivo se necesitan varias etapas de recirculación, aumentando la complejidad del sistema, el consumo energético y los costes. [54]

La productividad de la membrana viene determinada por tres factores principales [54]:

- Diferente presión parcial a través de la membrana.
- Espesor de la membrana.
- Superficie de la membrana.

Separación criogénica

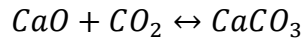
Este proceso utiliza los diferentes puntos de ebullición de los gases, los procesos de criogenización se han utilizado para separar gases en corrientes de aire, la separación del CO₂ emplea una alta presión y bajas temperaturas, por encima de los 5.1 [atm] y temperaturas menores a los -56.6 [°C], con lo cual este proceso implica un alto gasto energético para la separación del CO₂ (1.9 kJ/kg de CO₂). [54]

Este método es utilizado cuando se busca una alta pureza en un gas deseado, purezas mayores al 95%; sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes: es necesario la eliminación del agua antes del enfriamiento para evitar que se formen obstrucciones que arruinen el proceso y requiere un alto consumo de energía para la separación del gas.

Ciclos de carbonatación-calcinación

El proceso de captura del CO₂ por medio de los ciclos de carbonatación-calcinación está basado en la reacción de (carbonatación) CaO con el CO₂ y en la reacción inversa (calcinación) (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Ecuación 7 Proceso de carbonatación y calcinación.



El proceso conceptual está compuesto por una entrada de una mezcla de gases de combustión, esta mezcla incluye el CO₂, la mezcla pasa al carbonatador en donde el CO₂ reacciona con el CaO generando CaCO₃ separando el CO₂ de las otras mezclas de gases de combustión. Posteriormente pasa al calcinador en donde el CaCO₃ se revierte en CO₂+ CaO, el primero se lleva a condiciones de presión y temperatura para su almacenamiento y transporte, mientras que el segundo es reutilizado en el carbonatador, este proceso se describe en la (Ilustración 3-26). [58]

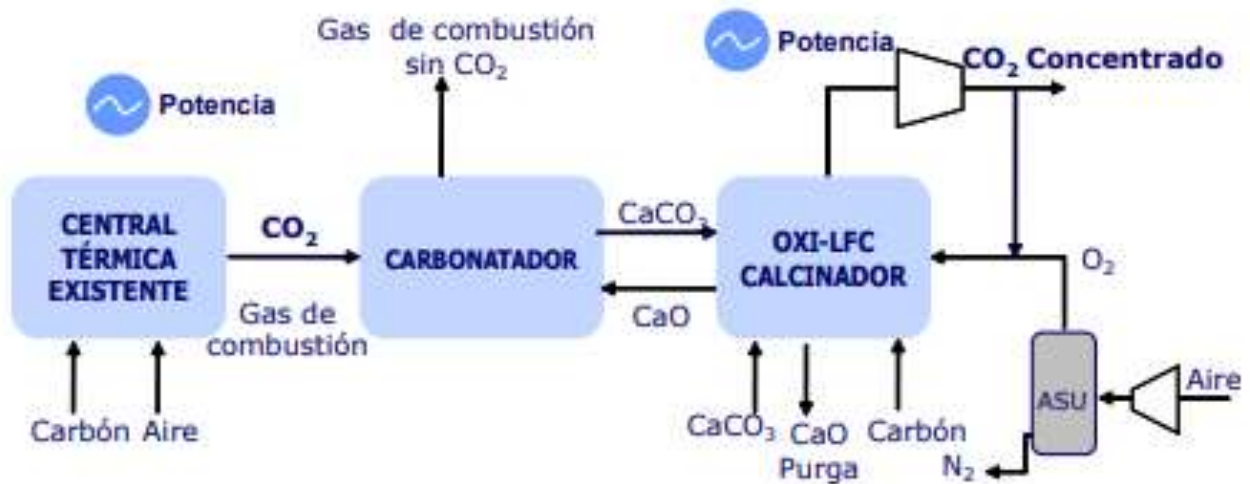


Ilustración 3-26 Diagrama conceptual de sistema de carbonatación/calcinación con CaO en post-combustión. [58]

3.10 Importancia de la Pureza del CO₂

La pureza del CO₂ con el que se realizará la estimulación es un factor que debe tomarse en cuenta en el diseño. Durante el proceso de captura del CO₂ se pueden presentar contaminantes como: N₂, O₂, H₂O, SO_x, NO_x y HCl; estas impurezas pueden ocasionar una variación de la presión y temperatura crítica del CO₂. [59]

Pureza del CO ₂	Temperatura crítica [°C]	Presión crítica [psi]
CO₂ puro	30.97	1,069.7984
CO₂ + 2% H₂	30.37	1,146.5233
CO₂ + 5% H₂	29.34	1,269.95
CO₂ + 2% Ar	29.73	1,098.08
CO₂ + 5% Ar	27.77	1,141.01

Tabla 3-6 Efecto de las impurezas en la temperatura y presión crítica del CO₂. [59]

En la (Tabla 3-6) se puede observar que a mayor porcentaje de impurezas en el CO₂ se requiere una menor temperatura y una mayor presión para que el CO₂ alcance su estado supercrítico.

Por otra parte, la presencia de impurezas durante la inyección de CO₂ afecta el almacenamiento geológico, debido a que afectan la Presión mínima miscible (PMM) lo que impacta en la solubilidad del CO₂ al aceite. De igual manera la presencia de impurezas como H₂S y SO₂ pueden tener efectos negativos en el almacenamiento geológico debido a que estas impurezas tiene mayor afinidad a algunos minerales de la formación provocando que el CO₂ no se almacene en la formación de manera eficiente.

3.11 Interacción entre el CO₂ con la formación y sus fluidos.

La interacción del CO₂ con los fluidos y la roca del yacimiento pueden alterar las propiedades petrofísicas de la formación, estas reacciones dependerán del tipo de fluido de la formación (composición de la salmuera, aceite y gas) y de la composición mineralógica de la formación. Las interacciones pueden alterar la permeabilidad, la distribución del tamaño de poro y la porosidad efectiva, reducir la viscosidad del aceite y promover la vaporización de componentes livianos. (Tabla 3-7).

Interacción del CO ₂	Fenómeno	importancia
Con los hidrocarburos de la formación	solubilidad	En este fenómeno interviene la composición del aceite, la presión y temperatura, su importancia radica en la intervención de parámetros como la hinchazón del aceite, la reducción de viscosidad, y la reducción de la tensión interfacial.
	Reducción de la viscosidad	Este fenómeno no tiene un gran impacto en yacimientos no convencionales ya que estos no se rigen por un flujo viscoso, sin embargo, para el caso de los aceites pesados este parámetro tiene un aporte como mecanismo de producción en yacimientos no convencionales.

Interacción del CO ₂	Fenómeno	importancia
	Hinchazón del aceite	Este fenómeno, adquiere una mayor importancia como mecanismo de producción para aceites pesados en yacimientos no convencionales.
	Vaporización	Este fenómeno adquiere importancia en la interacción del CO ₂ con aceites ligeros, al reducir la tensión interfacial sumado con los efectos de la presión y temperatura, se presenta una vaporización de los componentes más livianos (C1-C23) del hidrocarburo. Esta vaporización permite la movilización de estos hidrocarburos de la matriz a la fractura por difusión y procesos capilares.
	Reducción de la tensión interfacial	La alteración de esta propiedad influye directamente en la vaporización de los componentes del crudo y en el cambio de mojabilidad del sistema.
Con el agua y los minerales de la formación.	Generación de ácido carbónico (H ₂ CO ₃)	El CO ₂ al reaccionar con el agua genera ácido carbónico (H ₂ CO ₃), este reacciona con la formación disolviendo la calcita y otros minerales.
	Precipitación y recristalización de sales	Durante la disociación del ácido carbónico (H ₂ CO ₃), se liberan protones e iones de bicarbonato resultando en el incremento del pH, una vez que el ácido pierde su capacidad para disolver los minerales algunas sales se precipitan y se cristalizan (anhidrita y halita).
	Cambio de mojabilidad	Debido a la precipitación de asfáltenos, se presentará un cambio de mojabilidad y por consiguiente existe una reducción de permeabilidad.

Tabla 3-7 Resumen de los efectos que se presentan durante la interacción con el CO₂.

3.11.1 Interacción del CO₂ con los hidrocarburos del yacimiento.

El CO₂ al interactuar con el aceite puede generar una precipitación de asfáltenos debido al cambio de la composición del aceite y el pH, esta precipitación de asfáltenos puede llegar a dañar la formación alterando la permeabilidad, sin embargo, al incrementar la solubilidad del CO₂ en el aceite, se genera una reducción de viscosidad del aceite, un hinchamiento del crudo y una disminución de la tensión superficial, todo esto genera una mayor movilidad del aceite y por consiguiente una mejor recuperación de hidrocarburos. [60]

- Depósito de asfáltenos

La precipitación y depositación de asfáltenos representa un problema que afecta negativamente a la recuperación y producción de hidrocarburos; los asfáltenos al ser los componentes más pesados del petróleo se pueden llegar a precipitar por condiciones desfavorables de presión, temperatura y composición química. El CO₂ utilizado durante la estimulación actúa como un solvente similar a la recuperación mejorada, esta interacción del CO₂ con el aceite altera la composición química y el pH del crudo, la alteración genera los depósitos y acumulación de los asfáltenos. [60]

De igual manera después de la estimulación el yacimiento reduce su temperatura provocando que el poder de solubilización de los componentes más pesados en el aceite sea menor, lo que ocasiona que algunas micelas resina-asfalteno se desestabilicen formando entre ellas grandes cúmulos. [61]

El depósito de asfáltenos no solo obstruye los poros de la formación, también puede llegar a causar un cambio de mojabilidad. Si la formación presentará mojabilidad al agua esta se cambiará a mojabilidad por aceite, provocando una disminución en la permeabilidad relativa del aceite y con esto una menor movilidad del aceite de la matriz a la fractura.

- Solubilidad del CO₂ para aceites vivos.

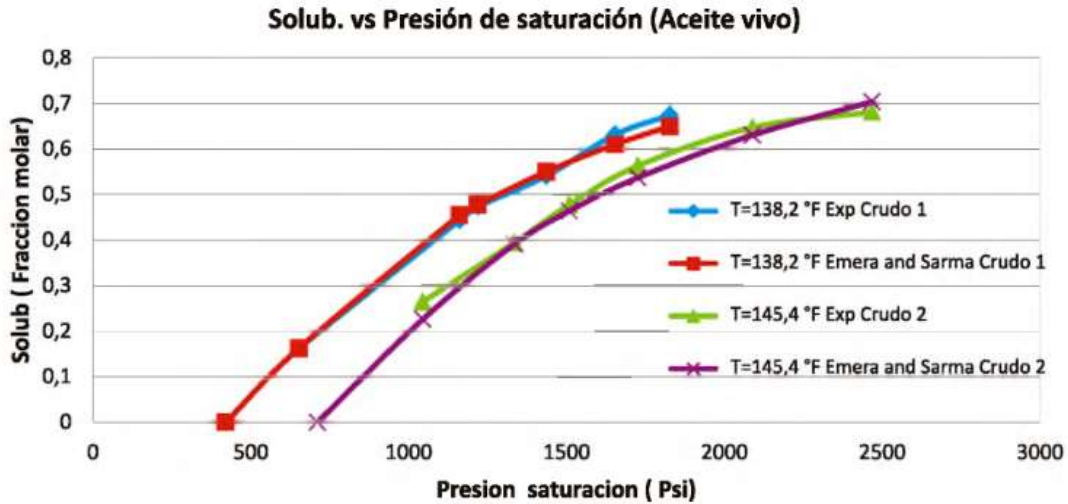
Una de las ventajas que se tiene con la estimulación con CO₂ es que este es soluble en el aceite, esta solubilidad depende de factores como: la presión de saturación, la temperatura del yacimiento y la gravedad API del aceite. La solubilidad del CO₂ en el aceite se incrementa en cuanto mayor sea la presión a la que se encuentren sometida la mezcla CO₂- aceite y entre mayor sea la gravedad API del aceite, sin embargo, la solubilidad del CO₂ en el aceite disminuye en cuanto mayor sea la temperatura a la que se encuentra.

Otros factores que afectan la solubilidad es la composición del aceite y la condición a la que se encuentra el CO₂, debido a que el CO₂ en fase gaseosa es más soluble que en fase líquida, y la presión del punto de burbuja del aceite, ya que se considera que la solubilidad del CO₂ en el aceite en presiones menores a la presión de burbuja es cero. [62]

Los ingenieros Sepúlveda y Losada realizaron una metodología para encontrar los parámetros que influyen en la solubilidad del CO₂ en el aceite, ellos realizaron la comparación entre dos aceites con diferentes propiedades como se muestra en la (*Gráfica 3-7*).

El primer crudo tenía las siguientes propiedades (crudo 1): $\gamma=0,8816$; MW=176.7; Pb=420.6 [psi]

El segundo crudo tenía las siguientes propiedades (crudo 2): $\gamma=0,8708$; MW=154,2; Pb=710.68 [psi]



Gráfica 3-7 Solubilidad del CO₂ en aceite vivo en función de la presión de saturación. [60]

Encontrando que un parámetro importante para la solubilidad del CO₂ en el crudo es la presión del punto de burbuja del aceite, ya que entre mayor sea este parámetro se necesitará una mayor presión para disolver el CO₂ en el aceite, en este caso el crudo 2 tiene una mayor **Presión de burbuja** que el crudo 1. Por eso la gráfica del crudo 2 está desplazada hacia la derecha indicando que el crudo 2 requiere una mayor presión de saturación para alcanzar la misma solubilidad de CO₂ del crudo 1.

El segundo parámetro más importante fue la temperatura, entre mayor sea la temperatura a la que se encuentre el aceite, menor será la solubilidad del CO₂ en los crudos, otros factores que intervienen en menor medida son la gravedad específica y el peso molecular del aceite.

La solubilidad del CO₂ en el aceite influye directamente en la hinchazón del aceite, en la reducción de viscosidad, la densidad del aceite y en la reducción de la tensión interfacial. Estos parámetros son importantes para los mecanismos de producción en los yacimientos no convencionales.

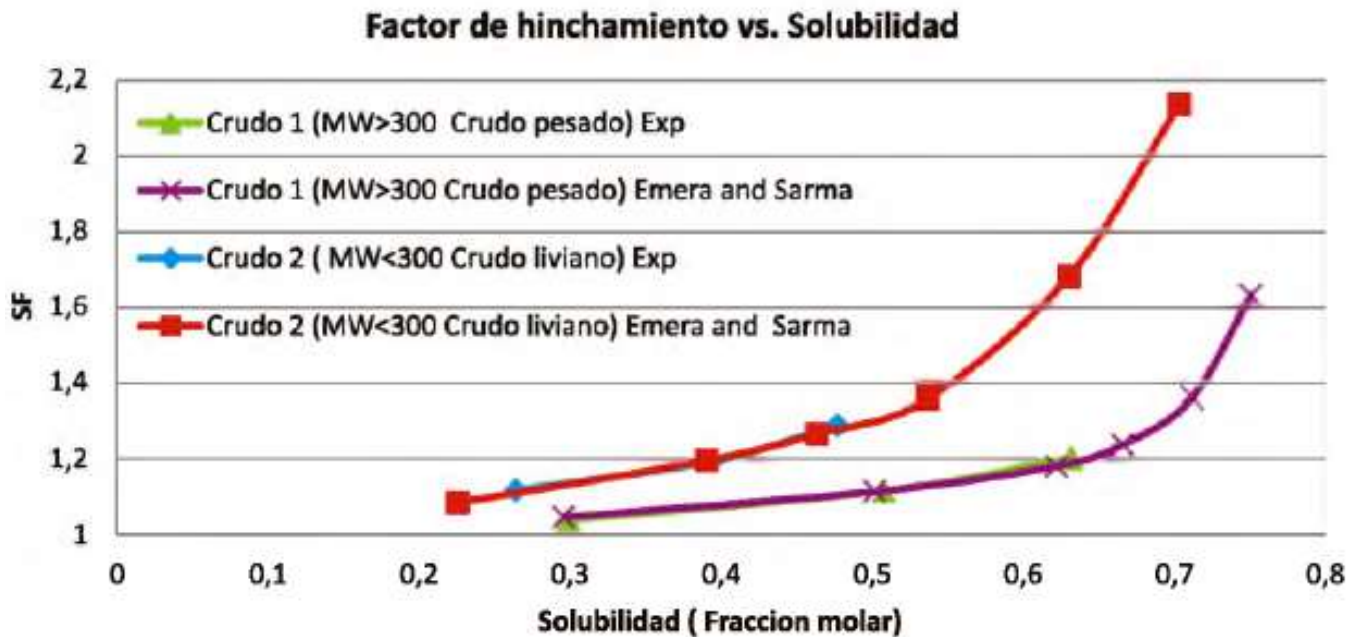
- Hinchamiento del aceite por la interacción del CO₂

El hinchamiento de los hidrocarburos puede definirse como: la relación entre el volumen de (CO₂ - aceite) en condiciones de yacimiento (presión y temperatura) con el volumen de aceite original a condiciones de presión atmosférica y temperatura del yacimiento (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). [63]

Ecuación 8 Factor de hinchamiento.

$$\text{Factor de hinchamiento (S.F.)} = \frac{V_{CO_2-\text{aceite}}(P_{@cy}, T_{@cy})}{V_{\text{aceite}}(P_{@atm}, T_{@cy})}$$

Este factor se incrementa cuanto mayor sea la solubilidad del CO₂ en el aceite, y depende principalmente de la gravedad API del aceite, siendo el aceite liviano el que tiene un mayor factor de hinchamiento debido a que el CO₂ es más soluble en este (Gráfica 3-8). [60]



Gráfica 3-8 Factor de hinchamiento en función de la solubilidad (Crudo liviano: $\gamma=0,8708$; $MW=154,2$; Crudo Pesado: $\gamma=0,9446$; $MW=358$). [60]

El hinchamiento está relacionado con la difusión y advección del CO₂ en el yacimiento, el aceite cuando se expande aumenta la presión en la matriz, obligando que el petróleo se desplace de la matriz a la fractura, este fenómeno adquiere una mayor importancia como mecanismo de producción para aceites pesados.

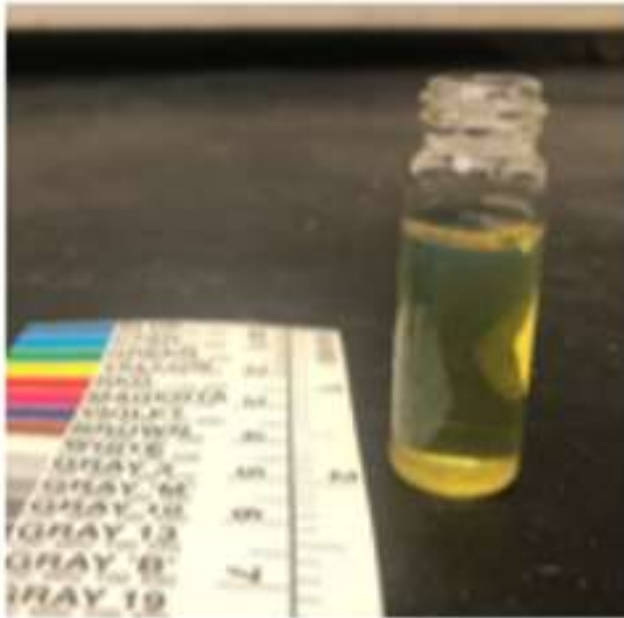
- Vaporización del aceite con la interacción del CO₂

La vaporización del aceite debido a la interacción con gases miscibles como lo es el CO₂ es un fenómeno para tomar en cuenta a la hora de la recuperación de los hidrocarburos, el CO₂ al reducir la tensión interfacial provoca una vaporización de los componentes más ligeros del aceite, este fenómeno tiene una mayor relevancia para los aceites con una mayor gravedad API.

Estudios realizados en el campo de la recuperación secundaria y mejorada por Odiachi demostraron que los tipos de hidrocarburos que son propensos al proceso de vaporización abarcan un rango desde el C1 hasta el C23 y la producción de estos hidrocarburos se da por

procesos de difusión y procesos capilares; mientras que los componentes ligeros son evaporados los componentes más pesados del hidrocarburo quedan atrapados en la formación, generando que el aceite residual aumente su viscosidad. (Ilustración 3-27) [64]

Antes de la evaporación



Después de la evaporación

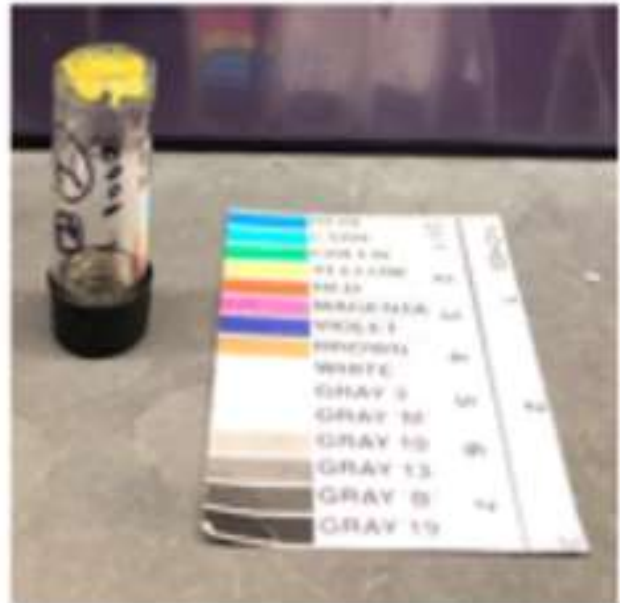


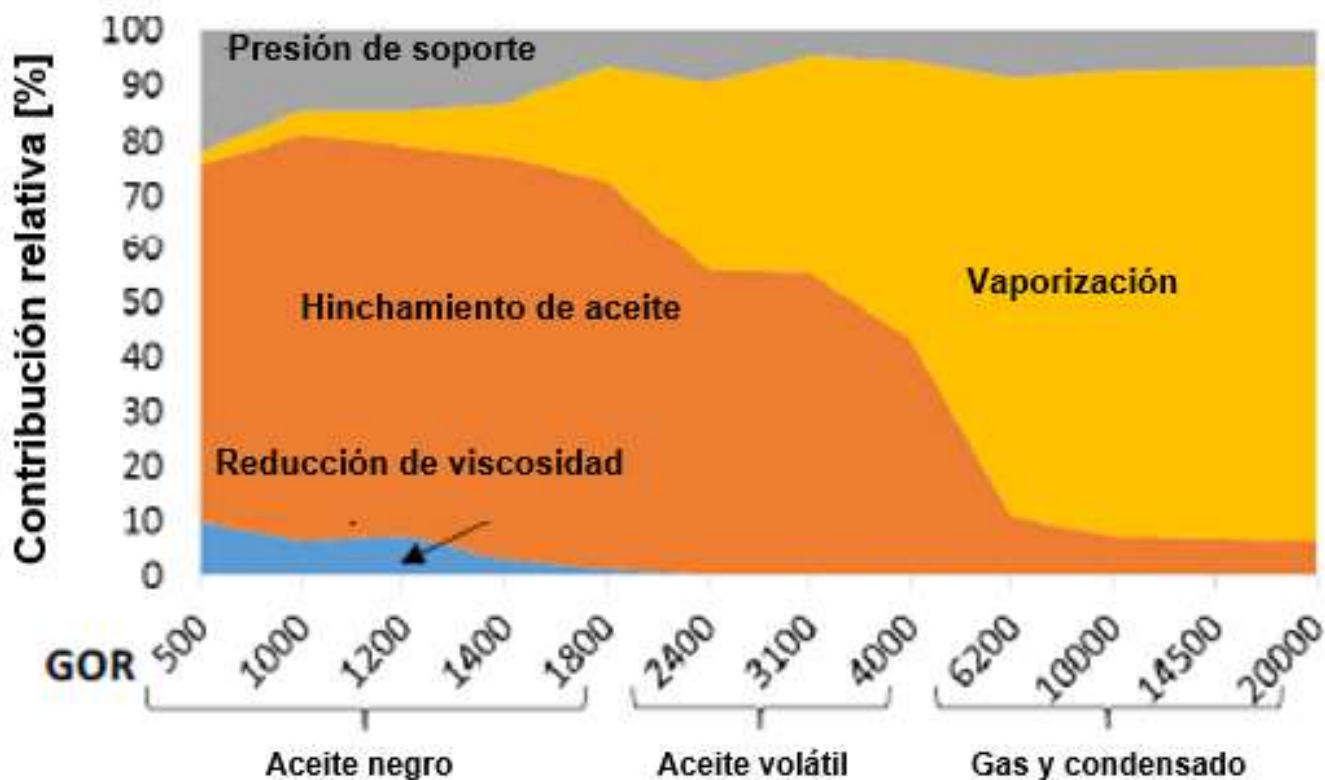
Ilustración 3-27 Comparativa de la muestra de aceite antes y después de la evaporación generada por la interacción de la inyección de gases [64]

- Viscosidad del aceite con la interacción del CO₂.

Un aspecto favorable de la estimulación con CO₂ es que este al ser soluble en el aceite provocara una disminución en la viscosidad y por consecuencia este tendrá una mejor movilidad y recuperación, esta viscosidad tiende a disminuir entre mayor solubilidad tenga el CO₂ en el aceite. Además, esta disminución de la viscosidad para las mezclas de Aceite-CO₂ es mayor para aceites pesados que para aceites ligeros. [62]

En el caso de los yacimientos no convencionales, que no son regidos por un flujo viscoso, la reducción de viscosidad es un parámetro que no influirá de manera importante para los mecanismos de producción, sin embargo, este parámetro es importante para aceites pesados.

Estudios por Hoffman y Reichhardt en el área de recuperación secundaria, mostraron que la interacción del CO₂ con el aceite impacta en los mecanismos de producción de los yacimientos no convencionales, para los aceites pesados se tiene una mayor contribución de la recuperación por mecanismos de hinchazón del aceite y de la reducción de la viscosidad (siendo este el que menor impacto tiene), en comparación con los aceites ligeros en donde el mecanismo que tiene un mayor impacto es la vaporización (*Gráfica 3-9*).



Gráfica 3-9 Contribución de cuatro mecanismos de recuperación diferentes para inyección de gas en reservorios no convencionales. [65]

3.11.2 Interacción del CO₂ con el agua de formación y los minerales de la formación.

El CO₂ al disolverse en la salmuera genera ácido carbónico, por lo tanto, cuando un mineral entra en contacto con salmuera saturada de CO₂ que no estaba en equilibrio con anterioridad, el mineral empieza a disolverse con el fin de alcanzar el equilibrio con la salmuera. La disolución del mineral cambia la composición de la salmuera y puede conducir la precipitación de minerales secundarios. La interacción roca - fluido depende del tipo de roca de formación (carbonato o arenisca).

La disolución de CO₂ en agua depende en gran medida de la temperatura, la presión y la salinidad. La solubilidad del CO₂ aumenta con la presión, pero disminuye con el aumento de la temperatura y la salinidad. [66]

Limitaciones geológicas del método de CO₂

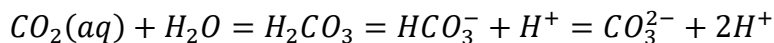
El CO₂ presentará limitaciones en cuanto a su aplicación, ya que puede reaccionar con la formación, de acuerdo con los investigadores Gupta y Bobier, "El candidato ideal ... es un pozo de gas seco que tiene las siguientes características, formación de arenisca sucia, dañado, bajo presión, bajo saturado con sensibilidad a los fluidos". [21]

El CO₂ por sí solo reacciona muy lentamente con los minerales del yacimiento. En la presencia de agua y aniones bivalentes (por ejemplo, Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺), el CO₂ se precipitará como minerales de carbonato y podría obstruir rápidamente los poros existentes, lo que lleva a reducciones significativas en la porosidad y permeabilidad. [67]

El proceso de la interacción del CO₂ con el agua de formación es el siguiente:

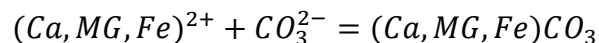
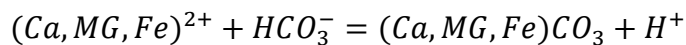
- El CO₂ se disuelve con el agua formando ácido carbónico y posteriormente se disocia en iones de bicarbonato y carbonato

Ecuación 9 Disolución del CO₂ con el agua de formación.



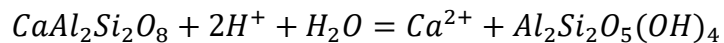
- Si los cationes bivalentes están en solución se precipitarán como minerales de carbonato.

Ecuación 10 Precipitación de minerales de carbonatos.

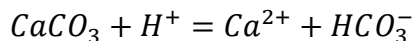


- Los iones de Hidrógeno pueden disolver minerales como lo es la Anorthita (Ecuación 11) de la categoría de los feldespatos o la calcita (Ecuación 12).

Ecuación 11 Precipitación de la Caolinita



Ecuación 12 Reacción del Carbonato de Calcio con iones de Hidrogeno.



- Una vez que el ácido se disocia va perdiendo su capacidad para disolver los minerales, esto se precipitan y se vuelven a cristalizar, generando un daño en la formación.

Los autores Mandalaparty, Deo y Moore (2011) estudiaron a fondo la reacción mineralógica de las formaciones al interactuar con el ácido carbónico, ellos describen este proceso en las siguientes etapas: en la primera etapa el CO₂ reacciona con el agua generando ácido carbónico (H₂CO₃) y durante la etapa de disociación del ácido se lleva a cabo una disolución de la calcita en la formación (Ilustración 3-28 (a)); la segunda etapa se genera con la precipitación de carbonatos (calcita) (Ilustración 3-28 (b)); en la tercer etapa se empieza con el crecimiento de cristales de carbonato (Ilustración 3-28 (c)); y en la última etapa se empieza la depositación de una nueva fase de minerales (Silicoaluminatos) (Ilustración 3-28 (d)).

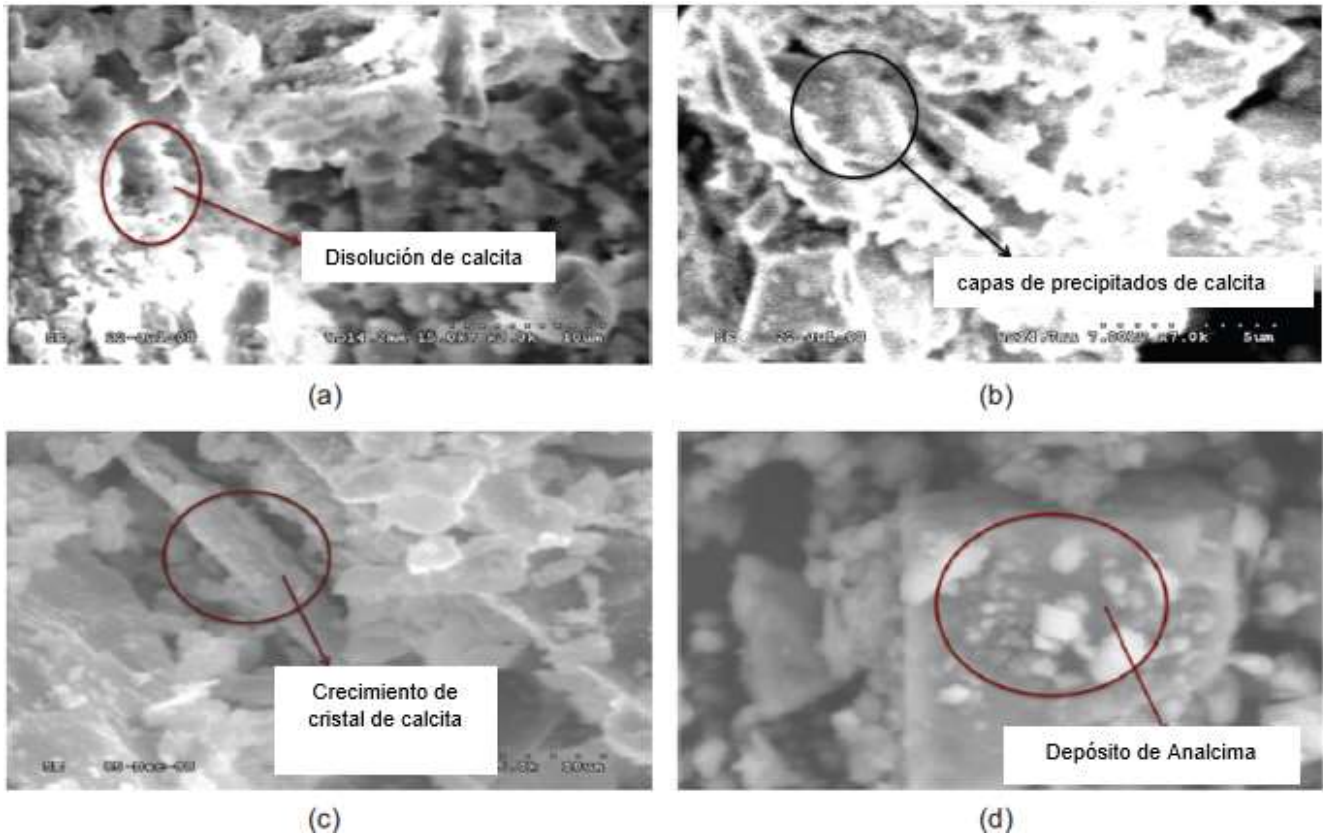


Ilustración 3-28 Proceso de disolución, precipitación y cristalización de minerales provocada por la interacción del ácido carbónico con formaciones con contenido de carbonatos. [66]

La aplicación del fracturamiento con CO₂ supercrítico en plays no convencionales mexicanos deberá tener en cuenta la geoquímica de la formación, por lo que es recomendable realizar estudios de laboratorio para verificar la compatibilidad del método.

3.12 Secuestro del CO₂

El CO₂ como fluido fracturante tiene grandes virtudes, una de estas es la oportunidad del secuestro de este gas de efecto invernadero. Las operaciones de fracturamiento con CO₂ puede ofrecer un potencial significativo para el secuestro durante la fase de ruptura de la roca y cuando el campo termine su producción, podría lograrse una captura adicional de CO₂ tratando la lutita fracturada como depósito de almacenamiento. [68]

El secuestro del CO₂ se puede dar por: atrapamiento estratigráfico/estructural, secuestro hidrodinámico, atrapamiento residual, captura por solubilidad, entrapamiento iónico, captura mineral y entrapamiento por adsorción en lutitas. [69]

- El atrapamiento estratigráfico/estructural sucede cuando el CO₂ es capturado dentro de una roca almacén o bien esta retenido por la roca de sello, cuando el CO₂ supercrítico es inyectado, asciende por flotabilidad y este gas es capturado físicamente en una trampa estructural o estratigráfica.

- El secuestro hidrodinámico se da cuando el CO₂ es capturado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales y a diferencia del entrapamiento estratigráfico este mecanismo no requiere una trampa geológica.
- El atrapamiento residual se origina cuando el CO₂ queda inmovilizado en los poros por las fuerzas capilares.
- La captura por solubilidad se da cuando el CO₂ reacciona con el agua in situ para formar ácido carbónico (H₂CO₃).
- El entrapamiento iónico ocurre cuando el CO₂ disuelto reacciona con los minerales del yacimiento (si se encuentra una mineralogía apropiada) para formar especies iónicas que contienen carbono (es decir, HCO₃ y CO₃).
- La captura mineral sucede cuando los minerales de HCO₃ y CO₃ sufren una descomposición precipitando así nuevos minerales de carbonato.
- El entrapamiento por adsorción en lutitas se da porque la materia orgánica presenta una adsorción preferencial al CO₂. Esto genera un proceso de adsorción de CO₂ y desorción de CH₄ en las lutitas durante las operaciones de almacenamiento.

3.12.1 Absorción del CO₂ en materia orgánica

Rogala y colaboradores realizaron una investigación para comprobar la capacidad del secuestro del CO₂ en los yacimientos de lutita (Shale gas), ellos encontraron una relación directa de la adsorción del CO₂ con la presión y el porcentaje de contenido orgánico total (COT). La lutita con mayor contenido orgánico puede adsorber un mayor volumen de gas, de igual manera el sistema con mayor presión es el que puede tener una mayor capacidad para secuestrar un gas. [70]

La investigación de Rogala se basó en 3 muestras de lutitas con diferentes valores COT, los núcleos fueron sometidos a un aumento de presión con dos diferentes gases (CH₄ y CO₂), el análisis de la adsorción volumétrica se realizó con equipo que determina los coeficientes de Langmuir; los coeficientes de Langmuir para la adsorción de dióxido de carbono y metano se muestran en la (Tabla 3-8).

Los coeficientes Langmuir relacionan la adsorción de moléculas en una superficie sólida con la presión de gas.

Muestra	Coeficientes de Langmuir		Coeficientes de Langmuir		COT [%]
	CH ₄ [m ³ _s /1000kg]	CH ₄ [MPa]	CO ₂ [m ³ _s /1000kg]	CO ₂ [MPa]	
1	0.1412	1.216	0.9711	1.750	1.58
2	0.9812	3.041	1.9113	2.211	2.92
3	2.1401	7.122	4.0443	6.421	3.70

Tabla 3-8 Capacidad de almacenamiento de CO₂ y CH₄ para las muestras de lutita (m³_s: metros cúbicos a condiciones estándar) [70]

En la (*Tabla 3-8*) se observa que la adsorción de la lutita depende de la presión, el porcentaje de contenido orgánico total y el tipo de gas. La lutita con mayor contenido orgánico puede adsorber volúmenes más grandes de gas, el sistema con mayor presión es el que puede tener una mejor capacidad para secuestrar un gas y el CO₂ presenta mayores coeficientes de Langmuir a comparación del CH₄.

3.12.2 Criterios geológicos de selección del sitio para el secuestro de CO₂

Para el almacenamiento de CO₂ en formaciones existen ciertos criterios de selección, propuestos por la IPCC (2005), los criterios geológicos para la selección del sitio de captura son los siguientes [68] [69]:

- Tectónicos y estructurales

El primer filtro es la selección de una zona geología, estas se clasifican como: zonas cratónicas, zonas orogénicas y cuencas sedimentarias. Las zonas cratónicas son áreas estables de la corteza continental que no han sufrido actividad tectónica durante mucho tiempo; las zonas orogénicas son pedazos de la corteza con una alta actividad tectónica, estas dos zonas geológicas no son recomendables para un posible secuestro de CO₂.

Por otra parte, las cuencas sedimentarias son las zonas favorables para el almacenamiento geológico del CO₂, sin embargo, esto depende de su localización en la placa continental. Se considera un buen sitio a las cuencas formadas en la zona céntrica o al borde de una placa continental estable ya que estas cuencas cuentan con una estabilidad y estructura necesarias para el secuestro de CO₂.

De acuerdo con la IPCC las cuencas sedimentarias que presenten las siguientes características son cuencas no favorables para el almacenamiento de CO₂:

- estén muy falladas y fracturadas
- estén situadas en cinturones de plegamiento
- presenten secuencias muy discordantes
- muestren importantes procesos de diagénesis

Es importante mencionar que la fractura inducida y la activación de fallas existentes puede generar problemas en el sitio de almacenamiento, ya que puede generar caminos de escape para el CO₂ de la formación, además, el fracturamiento puede inducir microsismicidad y activación de fallas que podrían dañar el depósito.

- Existencia de formaciones almacén y sello

Un criterio de selección es la existencia de una formación almacén que presente una buena porosidad efectiva (20-50%) que garantice una buena capacidad de almacenamiento y una buena inyectividad del CO₂. De igual manera la formación almacén debe estar limitada por sellos para evitar la liberación del CO₂ a unidades estratigráficas superiores y así evitar la liberación de este gas a la biósfera.

Se debe garantizar que el almacén cuente con estructuras estratigráficas o estructurales (trampas) que garanticen el almacenamiento del CO₂ en la formación almacén a corto, medio y largo plazo.

- Litologías favorables

Este es un parámetro muy importante para la selección de un almacén, la composición mineralógica y las características texturales de las rocas van a definir el comportamiento del CO₂ en el almacén, como se mencionó anteriormente el CO₂ al interactuar con los fluidos del yacimiento y la formación genera reacciones químicas que pueden aumentar o disminuir el potencial del secuestro de CO₂. Se considera una buena formación, cuando mayor sea el contenido de silicato, magnesio y calcio, ya que presentan buenas condiciones para el entrapamiento mineral.

- Régimen geotérmico y de presión

Los gradientes de presión y temperatura de las cuencas sedimentarias son importantes para la selección de sitios para el almacén de CO₂, el comportamiento de flujo del CO₂ (flotabilidad) dentro de la formación va a depender de la densidad del CO₂, ya que entre mayor la densidad del CO₂ menor va a ser la flotabilidad en el agua por lo que será menor el movimiento ascendente.

La temperatura tiene un mayor impacto sobre la densidad del CO₂, si el yacimiento se encuentra a altas temperaturas, menor será la densidad del CO₂ e impactará negativamente en el secuestro.

Las formaciones se pueden clasificar en calientes o frías y esto va a depender de su gradiente geotérmico, para formaciones “frías” la profundidad óptima varía entre 800-1,000 [m] y para formaciones “calientes” la profundidad óptima varía entre 1,500-2,000 [m] de acuerdo con la IPCC.

- Régimen hidrodinámico

Para el entrapamiento hidrodinámico, se deben conocer los regímenes de presión y de flujo de los fluidos de la formación, siendo más específicos del agua de formación, para la selección de un sitio almacén es necesario establecer un régimen hidrogeológico regional y de las formaciones geológicas circundantes.

Será muy importante determinar las zonas de carga y descarga de los acuíferos en caso de existir, las principales direcciones de flujo y las conexiones entre los acuíferos superiores e inferiores, con el fin de poder hacer estimaciones de los tiempos de tránsito desde la zona de inyección a los potenciales puntos de descarga, así como conocer el grado de conexión entre aguas someras y profundas para evitar contaminaciones de acuíferos explotables.

De acuerdo con Ruiz, *“el CO₂ atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello, de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación. Cuanta mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO₂ se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema. Los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años.”* [69]

- Factores hidro geoquímicos

Es bien conocido que al inyectar el CO₂ este se disolverá en los fluidos de la formación, al acidificar el agua de formación se genera una reacción con los minerales del yacimiento, esto ocasiona el pH del agua de poro incrementará (reduciendo la acidez) facilitando el almacenamiento de CO₂ como fase disuelta, como captura iónica y captura mineral.

Por otro lado, tales reacciones pueden provocar la disolución mineral, la ruptura potencial de la roca o cemento, reaccionar con los metales del pozo generando corrosión y la precipitación de nuevos minerales; todos estos elementos pueden dañar el sistema taponando los poros y reduciendo la permeabilidad.

El IPCC recomienda estudios previos a la formación almacén que ayuden a conocer el tipo de reacciones que podrían suponer una disminución o aumento de la porosidad y cambios texturales en las rocas, según las condiciones geoquímicas en cada caso, esto con el fin de poder desarrollar modelos geoquímicos y realizar predicciones sobre la reacción de la formación y la precipitación de nuevas fases minerales como carbonatos (dolomita y siderita) y silicatos (caolinita).

4. Casos de estudio

4.1 Introducción

Es importante conocer como fue la aplicación de esta técnica en el campo, para esto se realizó un análisis de dos casos de estudio, uno en el campo de Fuyu ubicado en China y otro en el condado de Pike en Estados Unidos, en estos casos de estudios se podrá indagar los parámetros de aplicación, los beneficios en producción, los materiales empleados, los costos del tratamiento y una comparación de desempeño con otras técnicas de fracturamiento sin agua.

4.2 Campo petrolífero Fuyu.

China tiene vastas reservas de hidrocarburos en formaciones no convencionales, estimadas en unos 20 mil millones de [m³], no obstante, la mayoría de estos recursos se encuentran en las regiones áridas. La diferencia que existe entre las cantidades de agua disponible y la que es necesaria para desarrollar los campos a través fracturamiento hidráulico es grande, por lo que China se ve obligada a desarrollar tecnologías con fluidos **no acuosos**. [40]

Al ser es uno de los países con mayor volumen de emisiones de CO₂ a nivel mundial, China promueve el uso de este gas de efecto invernadero de manera industrial a través de altos incentivos económicos. [40]

El uso de CO₂ en campos petroleros chinos se remonta desde 1997 con la importación de la tecnología de fracturamiento con espuma de CO₂ de Estados Unidos en el campo petrolífero de Jinlin, pero no fue hasta el año 2005 se llevó a cabo un proyecto experimental de fracturamiento con CO₂ líquido sin arena en el campo de Chuanqing. [71]

Para verificar la viabilidad operativa del fracturamiento con CO₂ líquido, en 2015 se realizaron tres estimulaciones a pozos maduros, en la cuenca petrolera Songliao, en yacimiento de Fuyu, específicamente en el bloque H-87 (*Ilustración 4-1*).

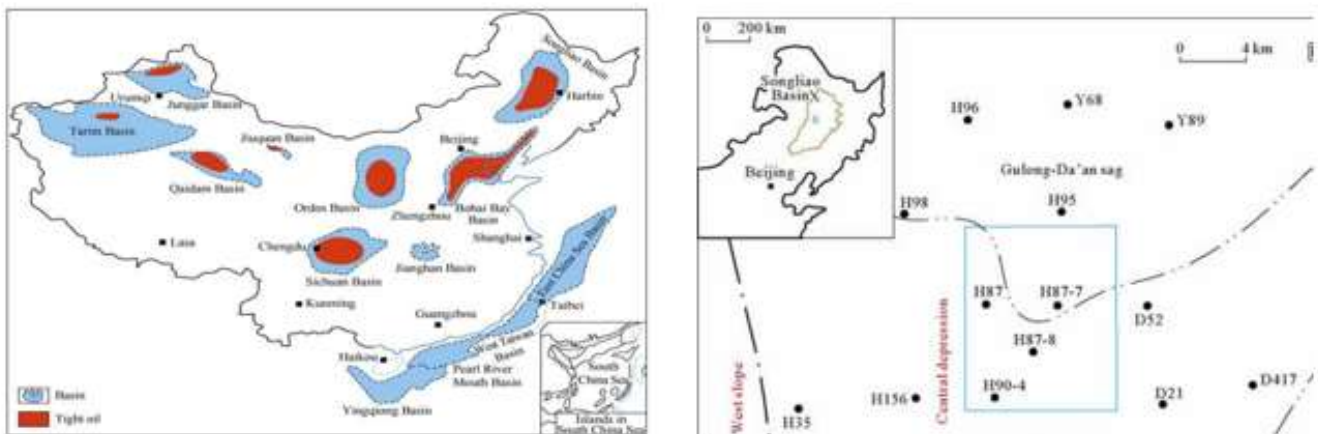


Ilustración 4-1 Ubicación del Bloque H-87, en la cuenca de Songliao, China. [72]

4.2.1 Geología

Las Características básicas del bloque H87 del yacimiento Fuyu en donde se realizaron las labores de fracturamiento son las siguientes [71]:

- El yacimiento de Fuyu se compone principalmente por arenisca compacta.
- El contenido de cemento del yacimiento Fuyu en el bloque H87 es de aproximadamente el 9%, el carbonato es el componente esencial, seguido por la calcita y la pirita.
- La pirita se distribuye en los espacios porosos como relleno masivo a menudo.
- De acuerdo con el análisis de datos, la porosidad del yacimiento es pobre, la porosidad promedio en Fuyu dentro del espesor objetivo es 4% -13%, la porosidad máxima es 16%, y la porosidad promedio es 11.97%.
- La permeabilidad generalmente va del rango de (0.02 a 6.0 [mD]), la permeabilidad máxima es 35 [mD], la permeabilidad media es de 0.63 [mD].
- El contenido absoluto de minerales arcillosos es del 4.59% del contenido de minerales de la roca.
- El bloque presenta una sensibilidad a la salinidad (media-alta), una sensibilidad al ácido (medio-débil), una sensibilidad a la velocidad y una sensibilidad alcalina débil, esto se debe principalmente a la salinidad del agua del yacimiento.

4.2.2 Datos del yacimiento

Es importante conocer los datos de presión y temperatura del yacimiento Fuyu, específicamente en el bloque H87, ya que estas son parte fundamental para el diseño de los tratamientos de estimulación. Los pozos en este bloque tienen una profundidad que va desde los (2,214.6 a 3,345 [m]), la presión promedio del yacimiento es 21.78 [MPa] y la temperatura es de 106 [°C]. La (Tabla 4-1) muestra los datos de presión y temperatura de tres pozos ubicados dentro de este bloque. [71]

ID	Presión de fondo del pozo [MPa]	Temperatura [°C]
H87-22-4	22.11	101.6
H87-2	21.2	101.6
H87-11-1	22.05	101.6

Tabla 4-1 Datos de presión y temperatura de 6 pozos ubicados en el bloque H87 [71]

4.2.3 Datos de los pozos

Los pozos candidatos son: H87-22-4, H87-19-17 y H87-11-4; estos pozos tienen una profundidad promedio de 2,339 [m], con una producción promedio de 5 barriles diarios. La presión promedio en el fondo de los pozos era de 20 [MPa] y la temperatura es de 101.6 [°C]. [40].

4.2.4 Parámetros de la estimulación.

Dos de los pozos fueron estimulados con la técnica de CO₂ líquido con arena y uno fue estimulado solo con CO₂ líquido, los parámetros de la estimulación se observan en la (Tabla 4-2).

Pozo	Sección de fracturamiento [m]	Gasto [m ³ /min]	Volumen de arena [m ³]	Proporción de arena promedio [%]	Volumen de CO ₂ líquido [m ³]	Presión de fractura [MPa]	Presión de parada de la bomba [MPa]
H87-22-4	2,345.0-2,292.4	2.4-3.3	/	/	573.2	40-61	18.2
H87-19-17	2,295.0-2,274.4	2.4-3.8	8.4	5.8	601	38-63	Taponamiento de arena
H87-11-4	2,299.4-2,214.6	4.5-7.6	11	4.3	657	22.4-33	16.8

Tabla 4-2 parámetros de bombeo. [71]

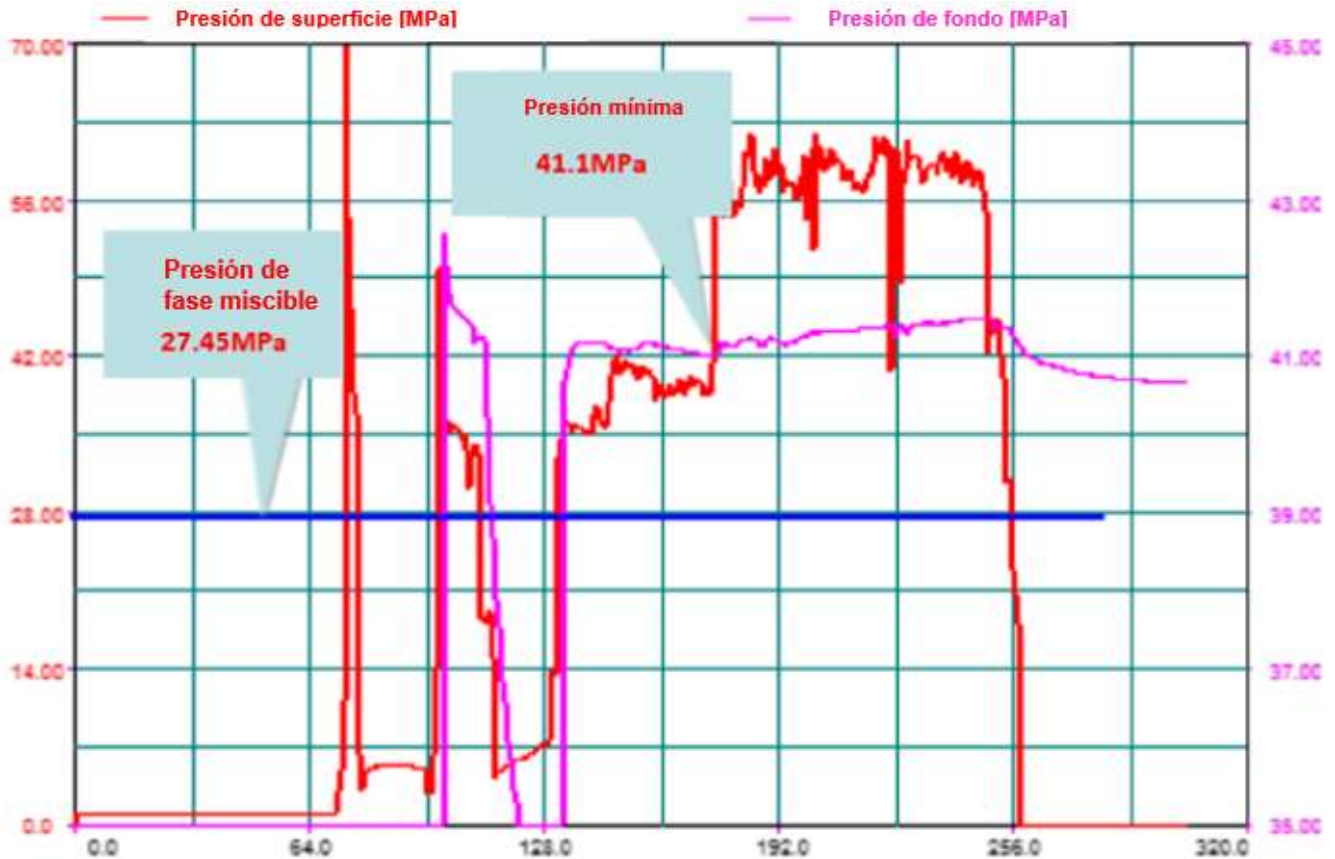
El pozo H87-22-4 no utilizó arena para apuntalar las fracturas generadas por el CO₂, de igual manera este es el pozo con una mayor presión de fractura, el pozo H87-19-17 tuvo problemas ya que ocurrió un taponamiento de arena en la bomba y el pozo H87-11-4 es el que mayor volumen de arena utilizó.

4.2.5 Efectos de la estimulación de CO₂ en el yacimiento.

Al realizar los trabajos de estimulación en el yacimiento se presentaron fenómenos como la reducción de la viscosidad del aceite, reducción en la relación agua aceite y un aumento de energía en el yacimiento.

Miscibilidad del CO₂ en el aceite.

En este campo se realizó un estudio para conocer la presión mínima miscible del aceite con el CO₂ y se encontró que la presión miscible en el yacimiento de Fuyu en el bloque H87 es de 27.45 [MPa]. La presión del fondo del pozo durante el fracturamiento con CO₂ se mantuvo estable a 41 [MPa], siendo esta presión suficiente para que el CO₂ sea miscible en el aceite como se muestra en la (Gráfica 4-1). [71]



Gráfica 4-1 Presión de fondo del pozo H87-22-4 durante el fracturamiento. [71]

La presión de fondo del pozo 128 horas después de la estimulación continúa siendo mayor que la presión mínima miscible del aceite (27.45 [MPa]). Esto provocó una mayor movilidad del aceite pesado atrapado, lo que resultó en una caída en la relación agua-aceite de 21.4% - 12.2%. [71]

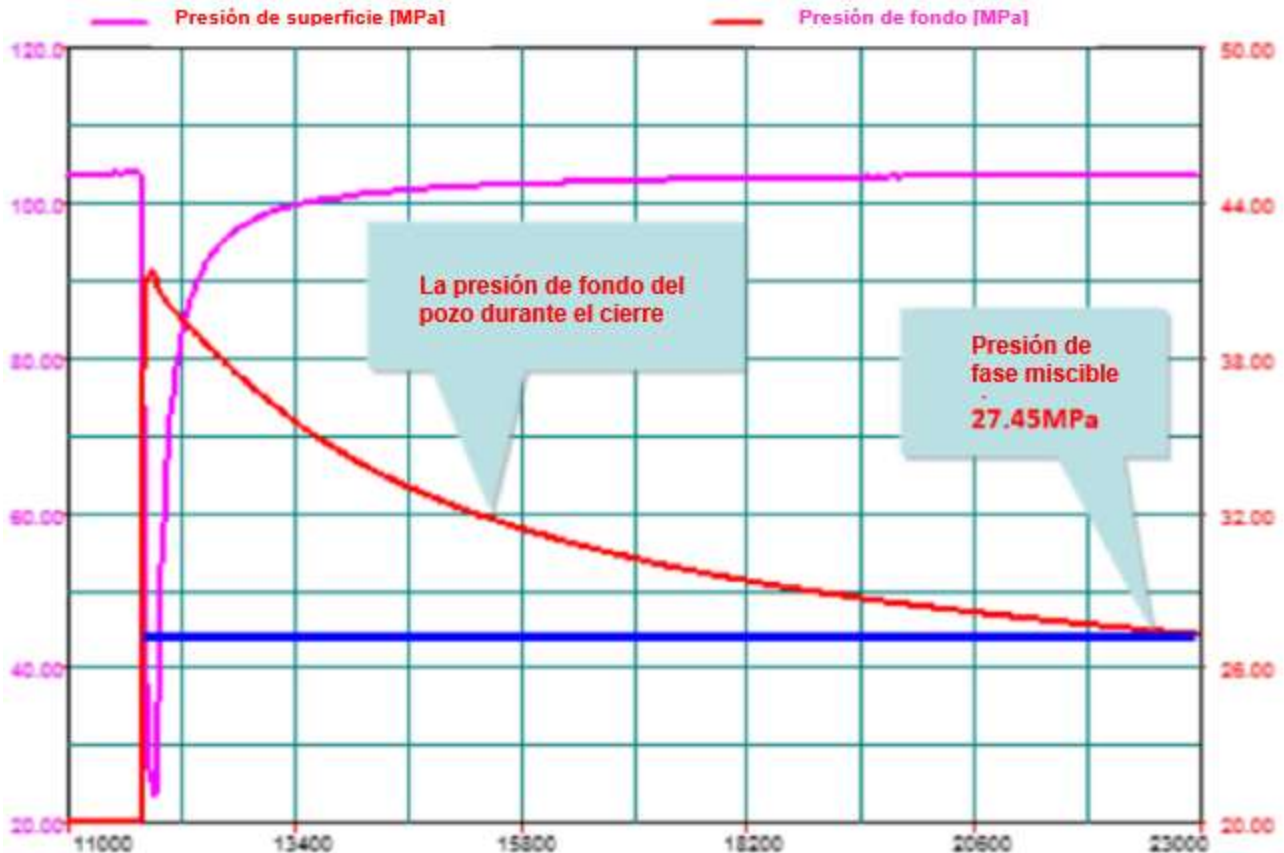


Ilustración 4-2 La presión de fondo del pozo H87-22-4 durante el cierre. [71]

Disminución de la viscosidad

Debido al efecto de la miscibilidad por parte del CO₂ en el aceite en el yacimiento, este sufre una expansión y una disminución de su viscosidad, con lo cual la movilidad el aceite será mayor permitiendo una mejor recuperación. En la (Tabla 4-3) se encuentran los datos la expansión y disminución de viscosidad del aceite de algunos pozos del campo Fuyu provocados por la interacción con el CO₂.

Pozo origen de la muestra	Presión del yacimiento [MPa]	Temperatura del yacimiento [°C]	Solubilidad de CO ₂ [%mol]	Múltiplos de expansión del volumen de aceite [1]	Reducción de la viscosidad del aceite [%]
H87-2	21.20	101.6	48.30	1.23	56.70
Qianan	18.50	76.0	45.90	1.27	58.40
Hei59	24.20	98.9	63.96	1.47	63.20
Hei79	23.11	97.3	63.58	1.41	59.62

Tabla 4-3 Expansión del aceite y reducción de la viscosidad por la interacción con el CO₂. [71]

Los datos de expansión o hinchazón del aceite y la reducción de viscosidad son importantes debido a que influyen como mecanismos de recuperación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Aumento de la presión en el yacimiento por la inyección de CO₂

Para conocer el efecto del almacenamiento de energía se comparó la estimulación de CO₂/arena con una estimulación con un fluido acuoso, estas estimulaciones se realizaron en el mismo bloque. Debido a la mayor compresibilidad del CO₂ líquido este consigue un mayor almacenamiento de energía en comparación con los fluidos acuosos-convencionales.

Durante la estimulación del pozo H87-22-4 se inyectó un volumen de CO₂ líquido de 573 [m³], lo que aumentó la presión del yacimiento de 22.11 [MPa] a 24.39 [MPa]. Para el pozo H87-11-1 estimulado con un fluido acuoso se utilizó un volumen de 1,508 [m³], que aumento la presión del yacimiento de 22.05 [MPa] a 25.26 [MPa]. [71]

El aumento de presión del yacimiento logrado con CO₂ supercrítico fue 1.9 veces mayor que el obtenido con el fluido acuoso por unidad de volumen de líquido (Tabla 4-4).

Pozo	Técnica	Gasto de bombeo (m ³ / min)	Volumen de líquido fracturante (m ³)	Presión inicial del yacimiento (MPa)	Presión del yacimiento después de la estimulación (MPa)	Aumento de presión por unidad de volumen de líquido (MPa / 1000 m ³)
H87-22-4	CO ₂ líquido/arena	2.4-3.3	573	22.11	24.39	3.94
H87-11-1	Agua fracturante	12-8	1,507.9	22.05	25.26	2.13

Tabla 4-4 Comparación de los efectos del almacenamiento de energía entre el CO₂ y el agua resbaladiza. [71]

4.2.6 Producción antes y después del tratamiento.

Tres meses después de la estimulación, la producción de los pozos se vio mejorada en más del doble, los datos de producción de aceite y la producción de líquidos de los pozos estimulados se muestran en la (Tabla 4-5).

Pozo	Sección de fracturamiento [m]	Espesor de la perforación [m]	Producción de aceite antes de la estimulación [BBL/d]	Producción diaria de líquidos antes de la estimulación [BBL / d]	Producción de aceite después de la estimulación [BBL/d]	Producción diaria de líquidos después de la estimulación [BBL / d]	Producción de aceite acumulada después de la estimulación [BBL]
H87-22-4	2,345.0 – 2,292.4	15.6	4.9111	18.0318	21.0371	40.7548	2,913.675
H87-19-17	2,295.0 – 2,274.4	9.6	3.3718	9.3824	9.0159	23.456	922.847
H87-11-4	2,299.4 – 2,214.6	12.8	6.7436	22.0633	21.3303	37.9694	2,360.993

Tabla 4-5 Valores de producción antes y después de la estimulación. [71]

Solo dos de los pozos tuvieron una producción superior a los 20 barriles diarios después de tres meses de la estimulación, con excepción del pozo H87-19-17 debido a que este pozo tuvo problemas de arenamiento. De igual manera se observa que la mayor producción acumulada la tiene el pozo que no utilizo arena como apuntalante, sin embargo, tres meses después la mayor producción diaria la tiene el pozo que si utilizo arena para apuntalar las fracturas.

4.2.7 Conclusiones

La estimulación con CO₂ incrementó la producción en más del triple de la producción inicial, en este caso de estudio no se puede comparar con otras técnicas de estimulación, sin embargo, se mencionó los beneficios que trajo al campo como: aumento en la energía, una reducción de la viscosidad del aceite y un hinchamiento en el hidrocarburo.

La técnica muestra un gran desempeño con formaciones sensibles al agua, ya que se evita el daño a la formación por el hinchamiento de arcillas, así como recibir incentivos económicos por parte del gobierno chino al utilizar este gas de efecto invernadero en la industria petrolera.

Esta técnica puede presentar una gran viabilidad si se cuenta con fuentes de captura de CO₂ como lo pueden ser: centrales eléctricas o alguna industria que emita grandes cantidades de este gas de efecto invernadero, este fue el caso para China ya que este país tiene una gran dependencia al carbón para la generación de energía eléctrica.

4.3 Campo Big Sandy, condado de Pike

En este campo se desarrollaron siete pozos en los cuales se implementó el fracturamiento hidráulico con CO₂ líquido con arena, los pozos producen a partir de lutita del devónico, lutitas que son sensibles a líquidos.

Los resultados de la estimulación fueron muy alentadores debido a que la producción acumulada después de cinco años del fracturamiento fue de 78.1 [MMcf] por etapa y hablando de la parte económica, se obtuvo una relación de beneficio de 3.41 y un costo de estimulación para el gas producido de \$ 0.47 dólares por [Mcf], siendo menor frente al costo de las tecnologías de N₂ que tuvieron un costo de \$1.14 dólares por [Mcf]. [73]

4.3.1 Detalles del proyecto

Este proyecto se llevó a cabo con apoyo financiero del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) en conjunto con los operadores de pozos de gas en 1993, quienes proporcionaron los pozos candidatos en el condado de Pike en Kentucky (Ilustración 4-3). El proyecto tenía por objetivo demostrar los beneficios que proporciona la estimulación con CO₂ supercrítico, tecnología desarrollada en Canadá, este proceso era prometedor para estimular los yacimientos sensibles a los líquidos, ya que el CO₂ se bombea como líquido para crear fracturas hidráulicamente, y luego se vaporiza en las condiciones de yacimiento quedando una fractura inducida libre de líquido y apuntalada. [73]

Los operadores proporcionaron los datos de los **pozos candidatos**, para los detalles de los **pozos de control** (*Ilustración 4-4*), pozos estimulados con tecnologías de nitrógeno y usados para realizar una comparación con la tecnología de CO₂, se utilizaron pozos que se encuentren cerca de los **pozos candidatos**. Posteriormente realizó una comparación de las respuestas de

producción de los **pozos candidatos**, que se estimularon con el proceso de CO₂ / arena, con los datos de producción de los **pozos de control** estimulados con tecnologías de nitrógeno, para determinar si se obtendría alguna ventaja de esta tecnología.

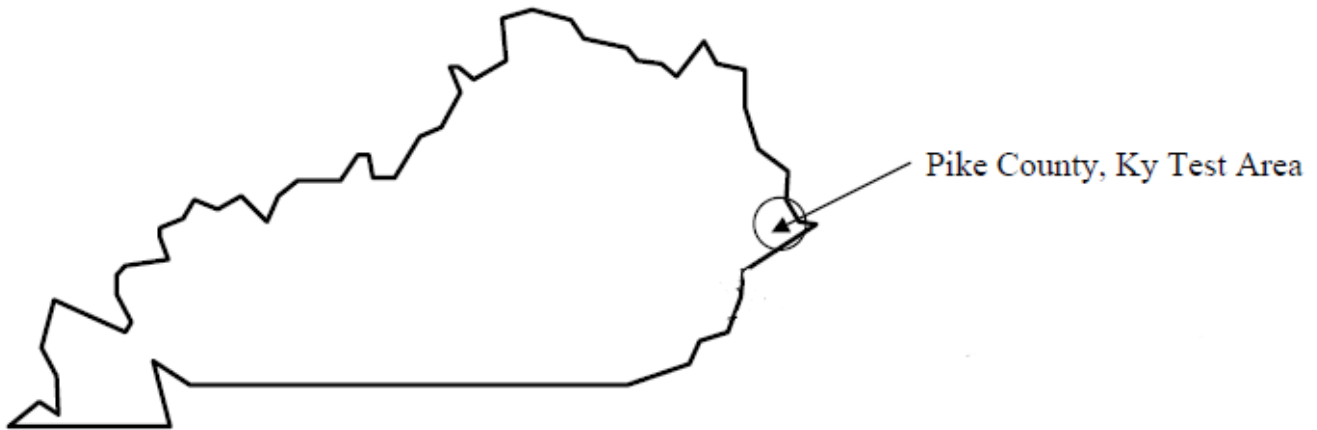
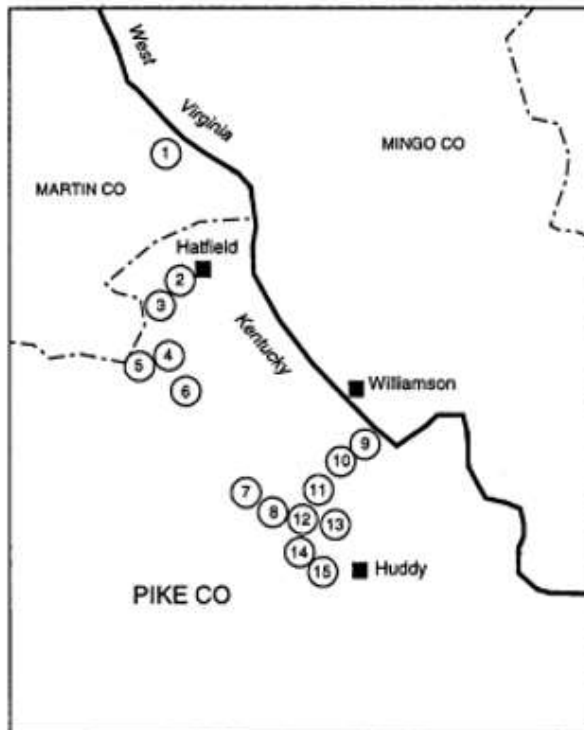


Ilustración 4-3 Área de prueba, Condado de Pike, Kentucky. [73]



ID	Pozo	Terminación
Grupo 1		
1	P1	CO ₂ /Sand - 455/475 SXS
2	S30	N ₂ - w/o Sand
3	S29	N ₂ - w/o Sand
4	S27	N ₂ Foam - 500/500 SXS
5	S28	N ₂ Foam - 740/700 SXS
6	S31	CO ₂ /Sand - 420/460 SXS
7	SB3	N ₂ - w/o Sand
Grupo 2		
8	R5	N ₂ - w/o Sand
9	V14	N ₂ - w/o Sand
10	V15	N ₂ - w/o Sand
11	FH180	N ₂ - w/o Sand
12	FH179	CO ₂ /Sand - 56/298 SXS
13	FH177	CO ₂ /Sand - 435/350 SXS
14	T45	N ₂ Foam - 1220/1220 SXS
15	T42	N ₂ Foam - 1220/1285 SXS

Ilustración 4-4 Ubicación de los pozos candidatos y de control. [74]

4.3.2 Geología

El intervalo de lutitas del Devónico en el condado de Pike se encuentra hasta los 1,400 [ft] y el espesor promedio es de un orden de 1,025 [ft], las lutitas de la edad del Devónico superior en

el este de Kentucky incluyen lutitas negras y grises desde la base de la arenisca Berea (o lutita de Bedford si está presente) hasta la parte superior de la piedra caliza (Devónico medio). Hay tres nombres para los grupos de lutitas del Devónico en Kentucky. En la mitad occidental del estado (al oeste del Arco de Cincinnati) se lo conoce como New Albany Shale, sobre el Arco de Cincinnati en el centro sur de Kentucky como Chattanooga Shale y al este se lo conoce como Ohio Shale. Los sistemas de fractura natural proporcionan la porosidad y la permeabilidad secundarias esenciales en el campo Big Sandy y otros campos de gas de esquisto en Kentucky. [73]

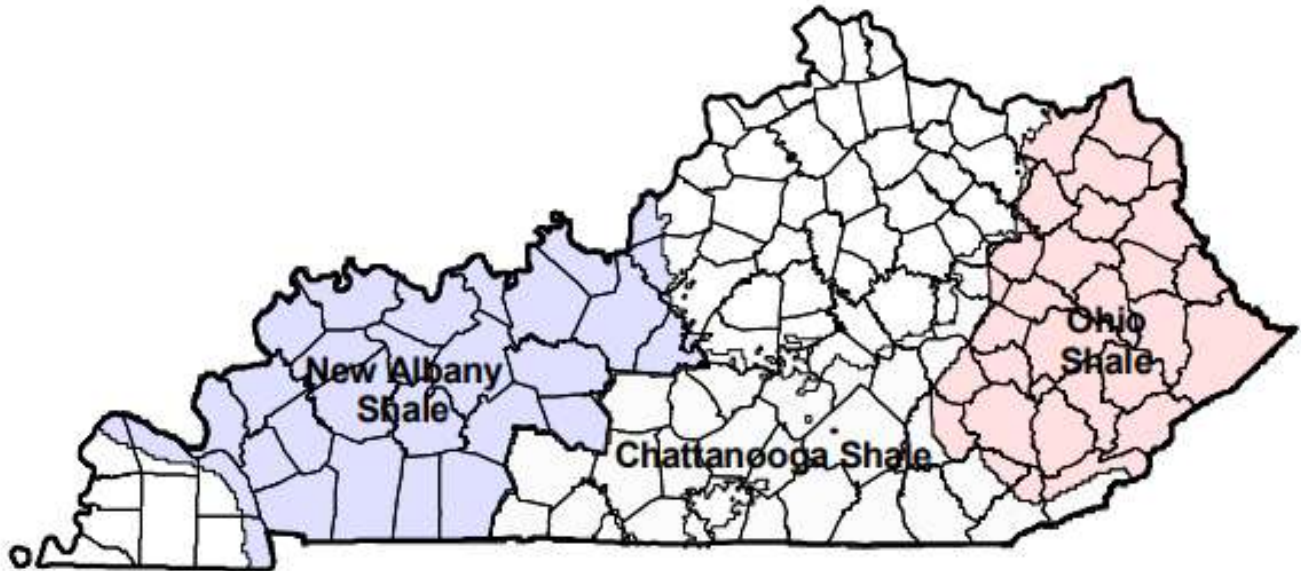


Ilustración 4-5 Mapa que muestra la distribución y nomenclatura de las lutitas del Devónico de Kentucky. [75]

4.3.3 Datos del yacimiento

Este es un yacimiento que ha producido desde épocas muy tempranas, los primeros casos exitosos se remontan en 1935 en el condado de Floyd, en ese entonces la presión inicial era de 595 [psi], sin embargo, la presión del yacimiento en las áreas de prueba ha disminuido y para el año 1993, año en el que se realizaron las pruebas, de 200 a 350 [psi]. Se descubrió que las respuestas de producción no eran favorables después de los tratamientos de estimulación a base de líquidos, debido a que la presión del yacimiento era insuficiente para empujar el fluido fracturante de la lutita, quedando atrapados dentro de las fracturas naturales e impidiendo el flujo de gas.

La sensibilidad líquida de la lutita del Devónico en áreas con una menor presión del yacimiento ha dado como resultado una tendencia a alejarse de los tratamientos base agua. Se cree que esta sensibilidad a los líquidos es una consecuencia de las imbibiciones de líquido dentro de

las fracturas naturales y, en menor medida, el resultado de la reacción e hinchazón de los minerales. [73]

Los datos de presión y temperatura a las que se encuentran los **pozos candidatos** son importantes debido a que se podrá estudiar el cómo se comportara el CO₂ al momento de realizar los trabajos de estimulación, estos datos se muestran en la (Tabla 4-6).

# Pozo	Profundidad [ft]	Lugar	Etapas	Presión [psi]	T [°F]
1	3,300	Pike	1	250-380	72
2	3,300	Pike	1	250-380	72
3	3,500	Pike	2	240-380	95
4	3,500	Pike	2	240-380	95
5	3,900	Pike	2	340-370	104
6	3,900	Pike	1	340-370	104
7	3,900	Pike	2	340-370	104

Tabla 4-6 La presión y las temperaturas del yacimiento para cada pozo. [73]

4.3.4 Operadores y ubicación.

El área de prueba fue el Condado de Pike, en Kentucky, todos los pozos se completaron en las lutitas del Devónico, que promediaron 1,025 [ft] de espesor en los **pozos candidatos**. La ubicación de los pozos y el nombre de los operadores son los siguientes [73]:

- Dos pozos se encuentran en la cuenca hidrográfica de Big Creek al sur del asentamiento de Hatfield, estos pozos cuentan con dos etapas cada uno y son operados por *CD & G*.
- Dos pozos se encuentran ubicados aproximadamente a ocho millas al sur de la ciudad de Nolan, Kentucky, seis millas y media al sureste de los dos Pozos Candidatos mencionados anteriormente, estos pozos cuentan con cuatro etapas cada uno y son operados por *CD & G*.
- Tres pozos situados en Pond Fork drainage aproximadamente a dos millas al sur de la ciudad de Williamson, Kentucky, una milla al oeste de la ciudad de Belfry, Kentucky, estos pozos cuentan con cinco etapas cada uno y son operados por Kinzer.

4.3.5 Actividades de estimulación

Los operadores realizaron estudios geomecánicos y se concluyó que el diseño debería alcanzar un primer esfuerzo máximo de 47,500 libras. El diseño propuesto para la estimulación de los pozos prueba es el siguiente (Tabla 4-7):

Etapas	Cum [bbl]	Etapas [bbl]	Concentración de apuntalante [ppg]	Peso de apuntalante [lb]	Cum [lb]
Relleno (CO₂ líquido)	53	53	-	0	0

Etapa	Cum [bbl]	Etapa [bbl]	Concentración de apuntalante [ppg]	Peso de apuntalante [lb]	Cum [lb]
Colchón (CO ₂ líquido)	190	115	-	0	2,310
Iniciar bombeo de arena	55	55	1	2,310	2,310
Cambio de concentración de apuntalante	110	55	2	4,620	6,930
Cambio de concentración de apuntalante	165	55	3	6,930	13,860
Cambio de concentración de apuntalante	383	218	3.5	32,046	45,906
Lavado (CO ₂ líquido)	615	44		0	45,906
	Total	615			

Tabla 4-7 ficha de bombeo propuesta para los trabajos de estimulación. [73]

Los equipos utilizados para el fracturamiento se transportaron e instalaron 24 horas antes de la estimulación (Ilustración 4-6), siendo a la capacidad de los recipientes de almacenamiento de CO₂ (60-70) Toneladas. El resumen de los materiales para cada etapa de estimulación de los **pozos candidatos** se describe en la (Tabla 4-8). [73]

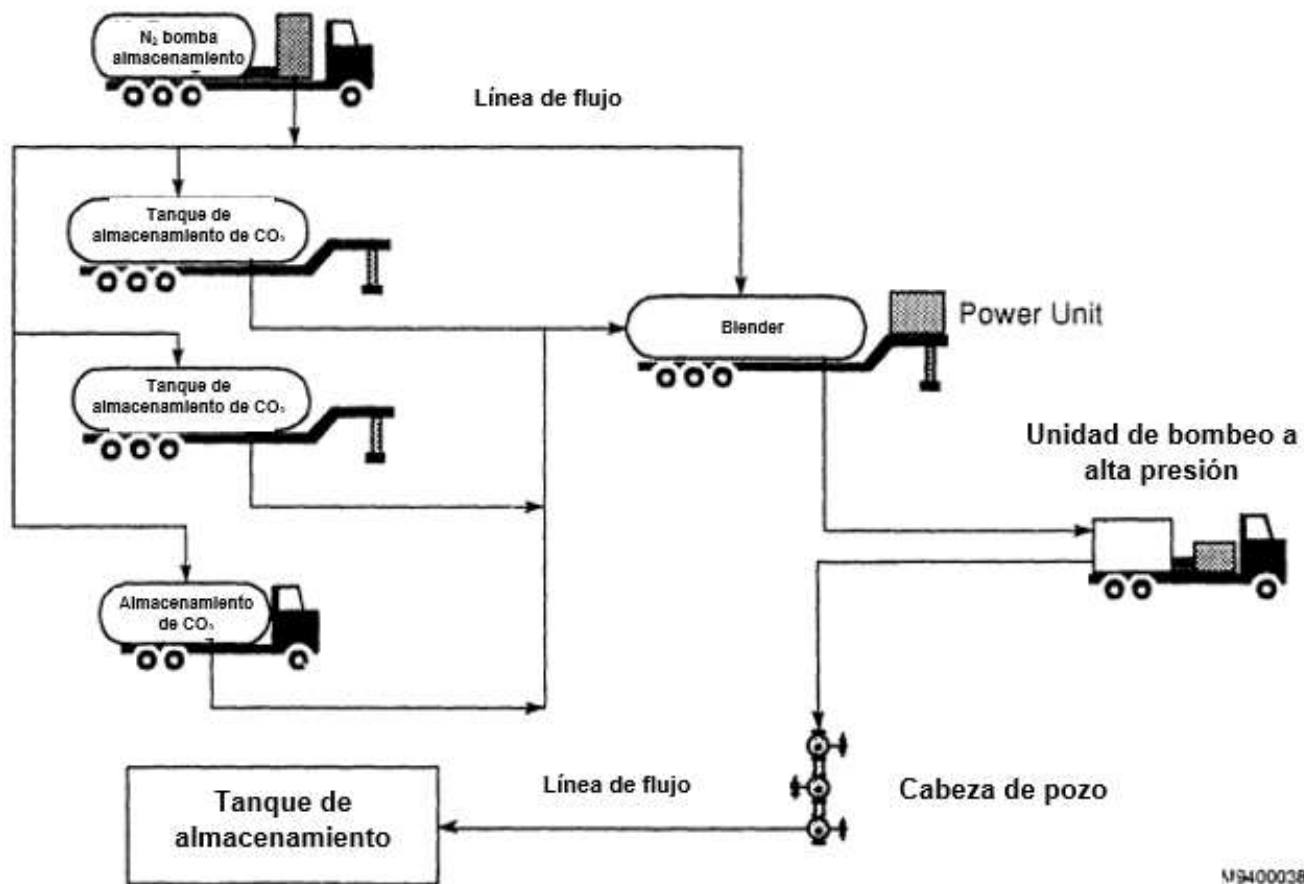


Ilustración 4-6 Arreglo de equipos de estimulación de arena / CO₂ líquido. [74]

	ID	Etapas	CO ₂ [Tn]	Arena [x10 libras]
1	Staton-3	1	120	460
2	Stepp-1	1	120	430
3	S-31	2	108 & 102	460 & 460
4	Prather-1	2	108 & 103	455 & 475
5	FH-177	2	120&120	435 & 350
6	FH-178	1	120	353
7	FH-179	2	69 & 120	56 & 298

Tabla 4-8 Resumen de materiales utilizados por pozo. [73]

La concentración máxima de arena para los estímulos de CO₂ / arena fue de 4.3 [lb/gal] y con un bombeo de 44 [bbl/min] siendo esta la tasa máxima disponible del mezclador.

4.3.6 Costos

Los costos totales para estos tratamientos de dos etapas, incluido un camión bomba de reserva (\$ 1,320 [dls]) y un camión bomba de reserva N₂ (\$ 700 [dls]), un cargo inusualmente alto por la renta del blender de \$ 10,000 [dls] y la movilización (\$ 6,000[dls]) promedian \$ 76,120 [dls] por pozo, considerando que fueron 7 pozos y un total de 11 etapas, el precio promedio por

etapa se estimó en \$37,874 [dls]. El costo de los equipos y materiales eran los precios manejados en el año 1993 y se detallan en la (Tabla 4-9). [73]

	Proyección	Real	Diferencia
Equipo			
Bombeo-CO₂ (\$)	68,000	55,810	-12,190
Bombeo-N₂ (\$)	<u>9,200</u>	<u>9,520</u>	<u>320</u>
Total-Bombeo (\$)	77,200	65,330	-11,870
Materiales			
Apuntalante (\$)	13,015	12,399	-617
Transporte (\$)	5,985	9,379	3,394
N₂ (\$)	<u>9,300</u>	<u>7,374</u>	<u>-1,926</u>
Total-materiales (\$)	28,300	29,151	851
Total-Servicio CO₂ (\$)	105,500	94,481	-11,019
CO₂/tanques	57,600	41,552	-16,048
Blender	<u>10,000</u>	<u>10,000</u>	<u>0</u>
Total-sin movilización	173,100	146,033	-27,067
Movilización	<u>6,000</u>	<u>6,208</u>	<u>6,208</u>
Total-sin movilización	\$179,100	\$152,241	-\$26,859
Precio por pozo	\$89,550	\$76,121	

Tabla 4-9 Precios en 1993 para estimular un pozo con CO₂/arena. [73]

4.3.7 Producción

Se realizó una comparación de datos de producción después de cinco años del tratamiento, la comparación incluye los datos de pozos estimulados con una o dos etapas, así como la producción por etapa que para este caso el autor Raymond Mazza (2003) decidió que fuera la mitad de la producción total del pozo (pozos con dos etapas), esto con el fin de proporcionar una mayor confianza estadística en los resultados.

Se realizó la comparación de producción de 21 pozos estimulados en el condado de Pike, 7 de ellos son los pozos candidatos estimulados con la técnica de CO₂ líquido con arena; 5 pozos son de control y fueron estimulados con espumas de nitrógeno (N₂ foam); y 9 de ellos estimulados con gas Nitrógeno (N₂ gas) (Tabla 4-10). [73]

Tipo de estimulación	Numero de etapas	Numero de pozos
Pozos de control		
Gas N₂	17	9
Espumas N₂	<u>9</u>	<u>5</u>
Total	26	14
Candidatos		
CO₂ líquido y arena	<u>11</u>	<u>7</u>
Total, de pozos	37	21

Tabla 4-10 Numero de pozos y etapas de los pozos de control y pozos candidatos [73]

Se usaron estos **pozos de control** porque son los dos tipos de técnicas de fracturamiento que se emplean en esta zona y sirven como base para la comparación del proceso de estimulación CO₂ con arena. Los procesos de estimulación con gas N₂, espuma de N₂ y CO₂/arena se describen de manera general a continuación: [73]

- Las estimulaciones de gas N₂ son generalmente de 1 [MMscf] de N₂ por etapa que se bombean a velocidades de aproximadamente 100 [Mcf] por minuto.
- Las estimulaciones de espuma de N₂ tienen una calidad aproximada de 75%, con volúmenes de apuntalante de arena de (malla 20/40) que generalmente oscilan entre 50,000 y 128,500 [lbs].
- Las estimulaciones de CO₂/arena generalmente utilizan 120 toneladas de CO₂ líquido con volúmenes de apuntalante de arena de (malla 20/40) que generalmente oscilan entre 30,000 y 46,000 [lbs.]

Los datos de producción y materiales de los **pozos de control** se muestran en la (Tabla 4-11).

	ID de los Pozos de control	Tipo de estimulación	Apuntalante utilizado en la primera etapa [M lbs]	Apuntalante utilizado en la segunda etapa [M lbs]	Producción acumulada durante 5 años por etapa [MMcf/stg]
1	S-29	Gas N ₂	0	0	46.2
2	Rogers-5		0	0	28.2
3	S-32		0	0	26.8
4	SB-3		0	0	25.1
5	Varney-6		0	0	23.3
6	S-30		0	0	19
7	Varney-14		0	0	15.2
8	Varney-15		0	0	15.2
9	FH-180		0	0	7.5
10	S-27	Espuma N ₂	50	50	17.1
11	S-28		74	70	10.7
12	Tierney-42		120	128.5	9.7
13	Tierney-41		9	N/A	9.4
14	Tierney-45		120	122	5.4

Tabla 4-11 Producción acumulada por etapa de los pozos de control. [73]

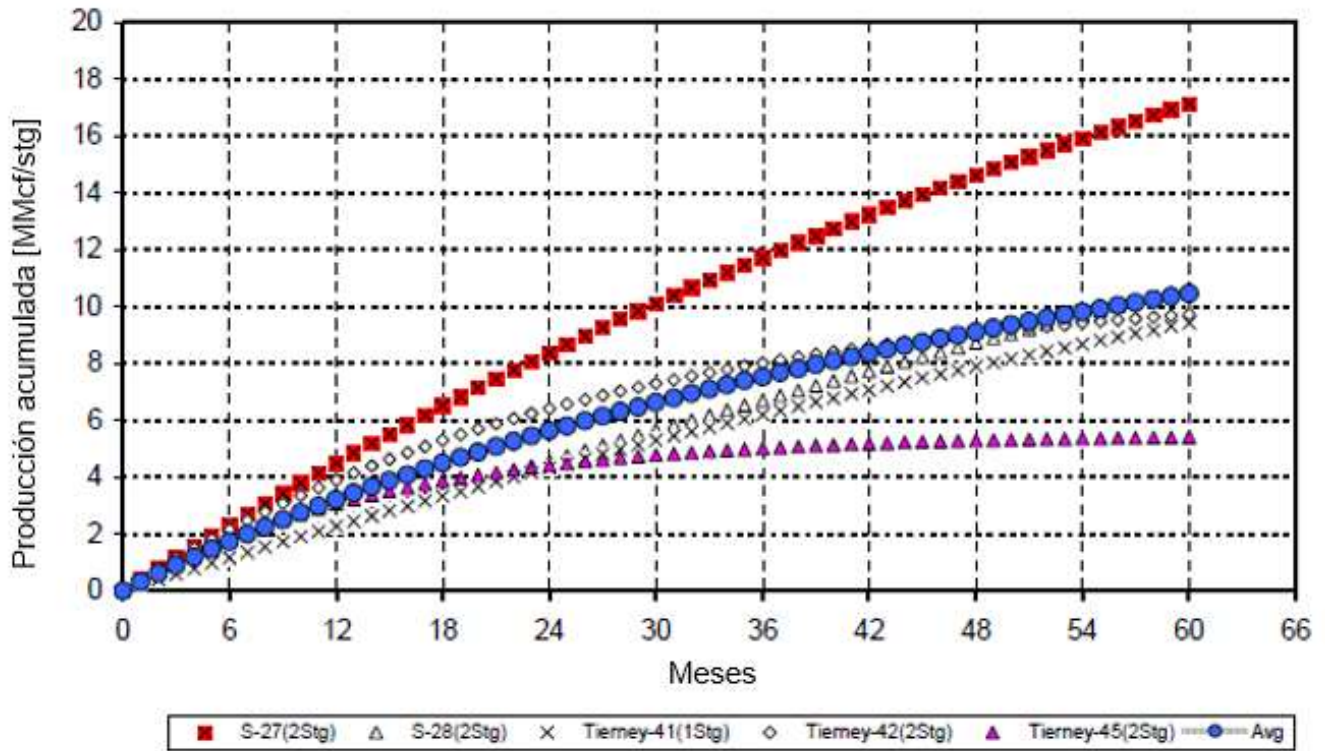
La mayor producción acumulada para los **pozos de control** después de la estimulación es del fracturamiento con N₂, los rangos de producción acumulada van desde los 7.5 a los 46.2 [MMcf/stg]. Por otra parte, la estimulación con espumas de nitrógeno muestra una producción acumulada con un rango de 5.4-17.1 [MMcf/stg], esta diferencia puede deberse a que la formación es sensible a fluidos acuosos, por lo que la mejor opción para estimular esta formación es con la inyección de un gas puro como lo es el N₂ o el CO₂.

	ID de los Pozos de control	Tipo de estimulación	Apuntalante utilizado en la primera etapa [M lbs]	Apuntalante utilizado en la segunda etapa [M lbs]	Producción acumulada durante 5 años por etapa [MMcf/stg]
1	Staton-3	CO ₂ /arena	46	N/A	174.1
2	S-31		42	46	129
3	FH-178		35.3	N/A	56.4
4	Prather-1		45.5	47.5	51.3
5	FH-177		43.5	35	31.8
6	Stepp-1		43	N/A	26.3
7	FH-179		5.6	29.8	9.1

Tabla 4-12 Producción acumulada por etapa de los pozos candidatos. [73]

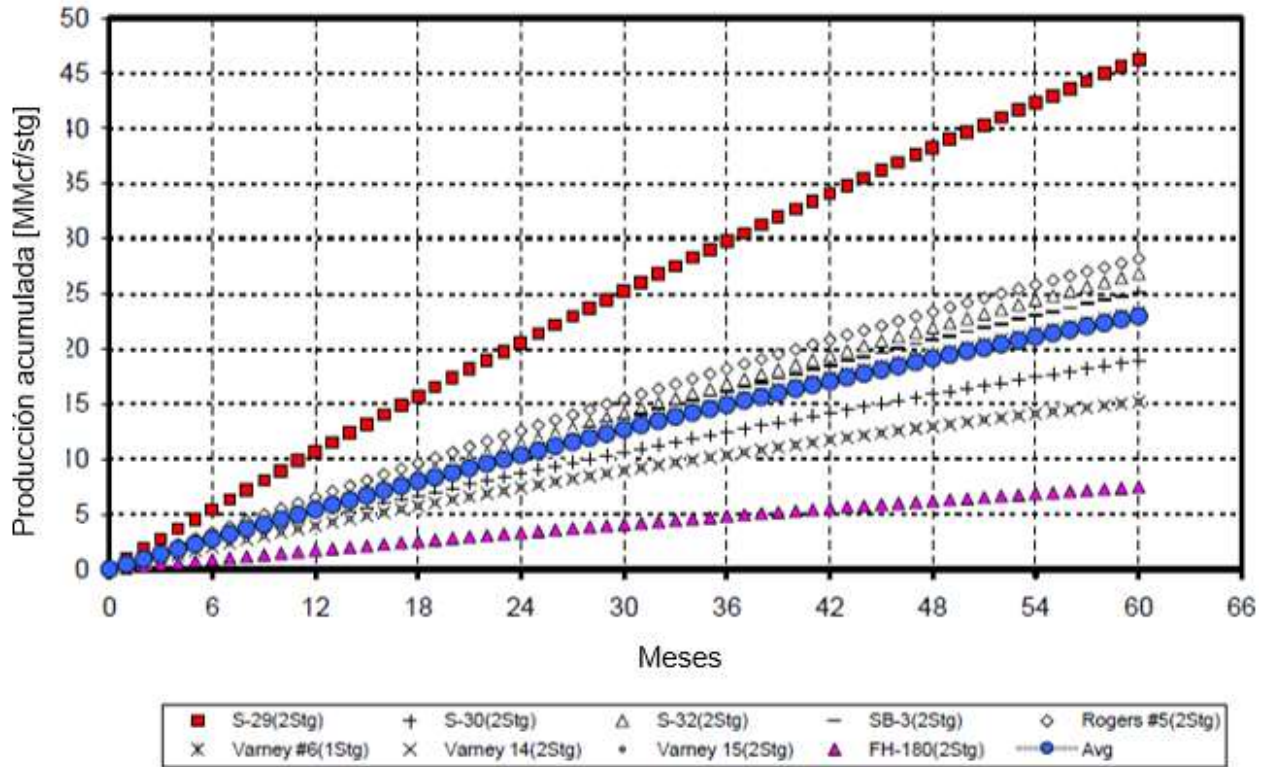
Para el caso de la estimulación con CO₂ líquido y arena, se demostró que la producción acumulada por etapa es superior en comparación con las estimulaciones realizadas con gas N₂ y espuma de N₂, con excepción del pozo FH-179 que presentó problemas operativos debido a la respuesta de alta presión antes de la llegada del apuntalante, por lo tanto, solo se colocaron 5,600 y 29,800 libras en la primera y segunda etapa, colocando una menor cantidad a la esperada.

De acuerdo con los reportes de producción, el tipo de estimulación con una menor producción acumulada durante cinco años en este campo fue la estimulación con espumas de nitrógeno, teniendo un máximo de producción acumulada por etapa en el pozo S-27 siendo esta 17.1 [MMcf/stg] y una menor en el pozo Tierney-45 siendo de 5.4 [MMcf/stg], dando un promedio de producción acumulada por etapa de 10.5 [MMcf/stg] como se muestra en la (Gráfica 4-2).



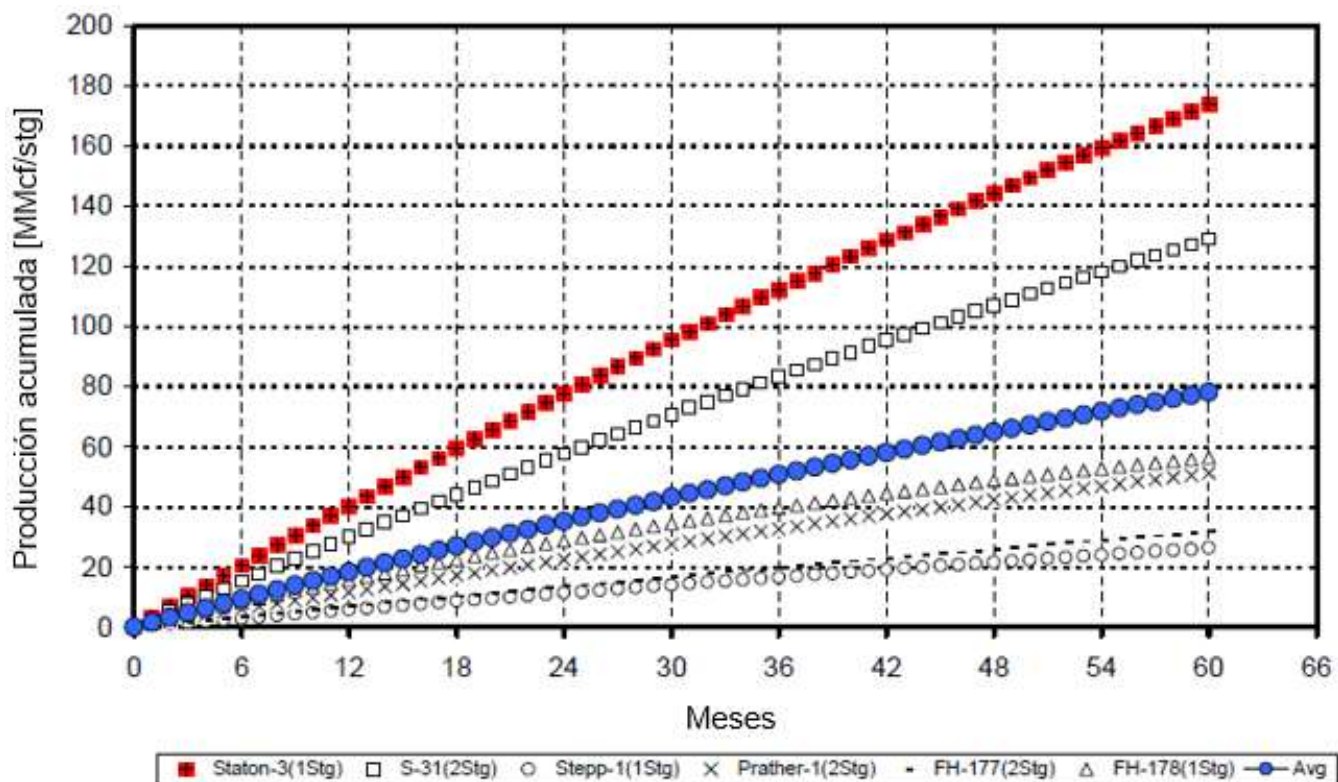
Gráfica 4-2 Producción acumulada de (5 pozos, 9 etapas) con estimulación de espumas de N₂. [73]

El segundo método más efectivo para realizar estimulaciones en el condado de Pike fue la utilización del gas N₂ sin apuntalante, esta técnica presentó su mayor producción acumulada por etapa en el pozo S-29 siendo de 46.2 [MMcf/stg] y su menor producción en el pozo FH-180 con 7.5[MMcf/stg], teniendo un promedio de producción acumulada de 22.9 [MMcf/stg] (Gráfica 4-3).



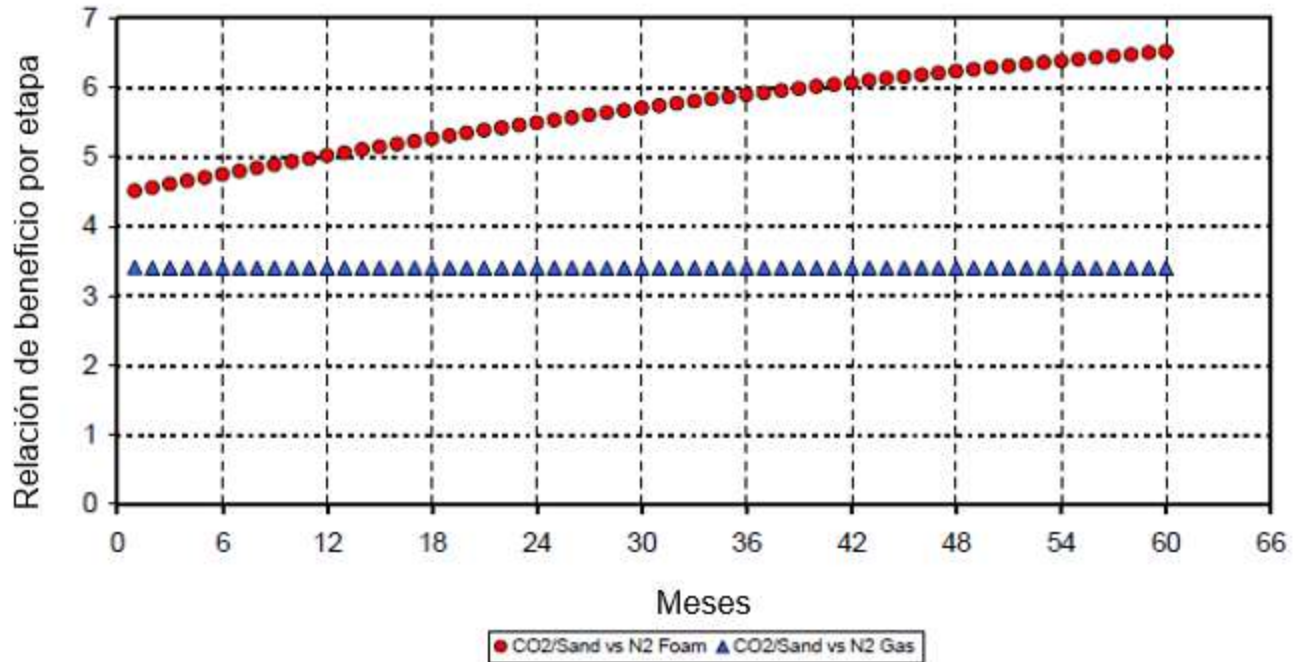
Gráfica 4-3 Producción acumulada de (9 pozos, 17 etapas) con estimulación de Gas N₂. [73]

Para realizar el análisis de la producción acumulada por etapa de los pozos estimulados con la técnica de CO₂ líquido con arena, fue necesario eliminar el pozo FH-179 por los motivos anteriormente mencionados (problemas al colocar el apuntalante), esta técnica demostró una alta producción acumulada por etapa en comparación de las técnicas anteriores, siendo su mayor producción acumulada por etapa en el pozo Staton-3 con 174.1 [MMscf/stg] y la menor se presentó en el pozo Stepp-1 con 26.3 [MMcf/stg], teniendo un promedio de producción acumulada de 78.1 [MMcf/stg]. (Gráfica 4-4).



Gráfica 4-4 Producción acumulada de (6 pozos, 9 etapas) con estimulación de CO₂/arena. [73]

Se comparó la relación beneficio por etapa para las estimulaciones de CO₂/arena con los otros dos tipos de estimulación y se encontró que para este campo que: la producción acumulada promedio por etapa es 3.41 veces mayor en comparación con el Gas N₂ (78.1 / 22,9) y 7.48 veces mayor si se compara con los pozos estimulados con espuma de N₂ (78.1 / 10.5). (Gráfica 4-5).



Gráfica 4-5 Relación beneficio por etapa de las estimulaciones de CO₂/arena contra las estimulaciones de Gas N₂ y espumas de N₂. [73]

4.3.8 Conclusión de caso de estudio

De los siete **pozos candidatos** que emplearon la técnica de CO₂/arena solo uno presentó problemas debido a altas presiones a la hora de colocar el apuntalante, sin embargo, se cree firmemente que se debe a razones geológicas debido a la respuesta de alta presión antes de la llegada del apuntalante a la formación y, por lo tanto, es independiente del tipo de estimulación.

Los pozos estimulados con CO₂/arena presentaron la mayor producción acumulada por etapa siendo esta en promedio de 78.1 [MMcf/stg] siendo 3.41 veces mayor a los que fueron fracturados con gas N₂ y 7.48 veces mayor a los que fueron estimulados con espumas de N₂. Se comprobó que las estimulaciones con CO₂ líquido y arena presentan grandes resultados en campos de lutitas sensibles a líquidos, incluso en este campo la técnica fue superior a las estimulaciones convencionales con espumas de N₂.

En relación con los costos, de acuerdo con los reportes del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) los pozos con CO₂ fueron los más rentables, teniendo una relación de \$0.47 [dls] por cada [Mcf]; a diferencia de la técnica de gas N₂ cuya relación fue de \$1.14 [dls] por cada [Mcf] y para las espumas de N₂ se obtuvo una relación de \$2.29 [dls] por cada [Mcf].

5. Campos no convencionales en México.

5.1 Introducción

México cuenta con las Provincias Geológicas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. A través de la exploración se han detectado diversos plays de lutitas petrolíferas (shale gas y shale oil), de considerable espesor, ricas en carbono orgánico total.

En México existen campos análogos con las zonas productoras de las lutitas del Cretácico y Jurásico en el sur de Estados Unidos, en particular aquellos que se encuentren en las lutitas Eagle Ford y Haynesville. [76]

En el siguiente mapa (Ilustración 5-1) se pueden observar todas las provincias petroleras de México, los recursos no convencionales se encuentran en las siguientes: 1(Sabinas-Burro-Picachos), 2(Burgos), 3(Tampico-Misantla), 4(Veracruz) y 10(Chihuahua).

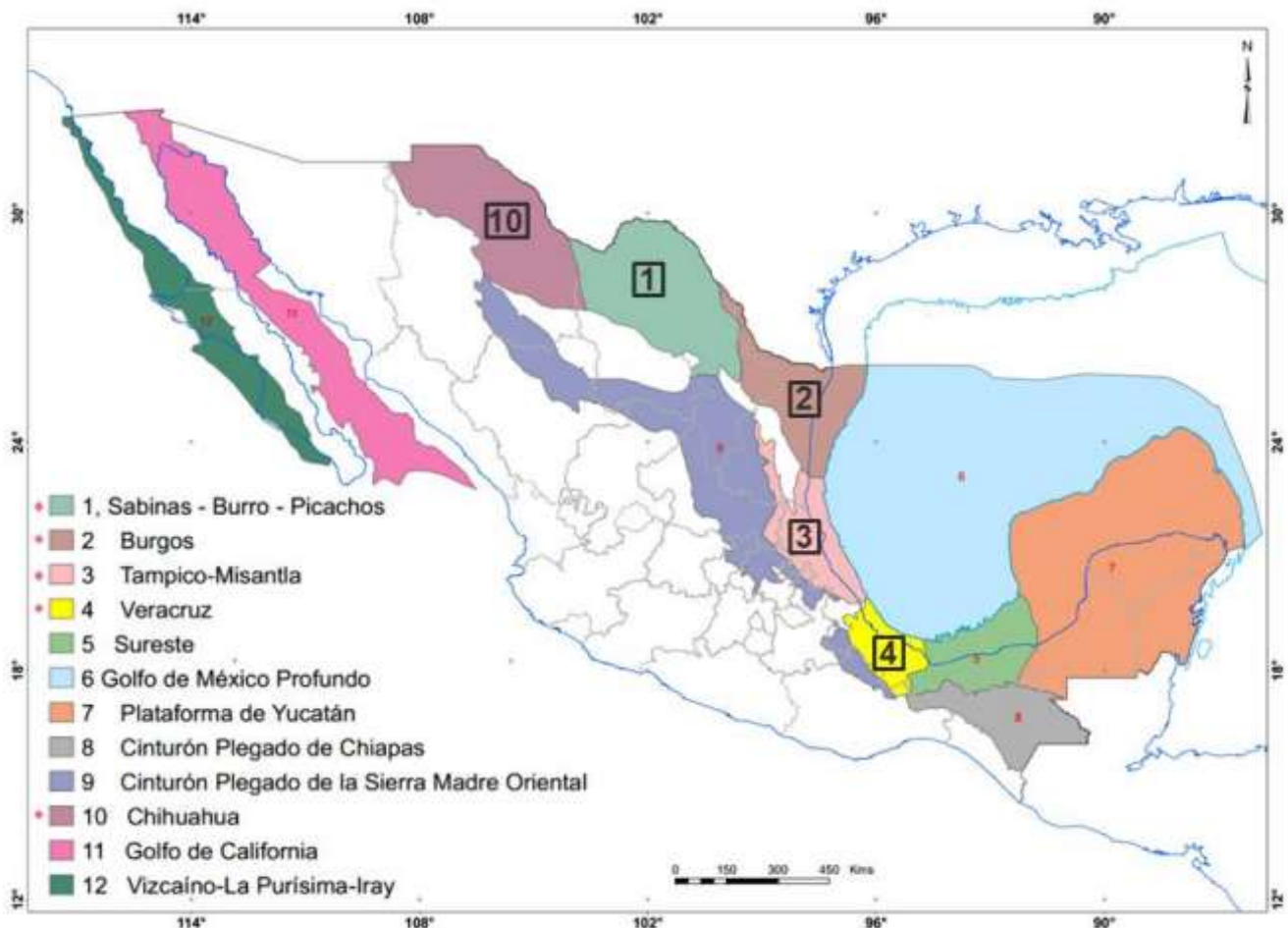


Ilustración 5-1 Provincias Petroleras. [76]

En este capítulo se buscará dar un resumen de las características más importantes de las provincias petroleras no convencionales, con el fin de conocer su litología, sus rangos prospectivos, los espesores de los plays más importantes, los tipos de hidrocarburos, el contenido orgánico, así como otros factores que puedan determinar la posible aplicación del fracturamiento con CO₂ supercrítico.

5.2 Características de las provincias petroleras no convencionales en México

5.2.1 Provincia Geológica de Chihuahua

Se localiza en la porción norte de México, ocupa la parte norte del Estado de Chihuahua, al Noroeste colinda con Estados Unidos, al Occidente con la Provincia Geológica Faja Volcánica de la Sierra Madre Occidental y al Sur con la Provincia Geológica Plataforma de Coahuila, esta provincia tiene una superficie de 116,708 [Km²]. (Ilustración 5-2) [76]



Ilustración 5-2 Provincia de Chihuahua. [76]

Las formaciones generadoras consideradas con potencial:

Formación La Casita (Jurásico Superior, Kimmeridgiano-Titoniano): está constituida por lutitas y calizas arcillosas cuyos espesores varían entre 80 y 950 [m]; la riqueza orgánica varía entre (COT= 0.5-2%) con un kerógeno de tipo II-III, sobremaduro (con una reflectancia de vitrinita entre $R_o=1.4-2.7\%$) que lo ubica en la zona de generación de gas; con profundidades promedio de 2 [Km]. Esta formación se considera la más importante generadora de hidrocarburos por su contenido orgánico, espesor y distribución regional. [76]

La Formación La Peña (Aptiano Superior): está compuesta por calizas arcillosas y lutitas con espesores entre 50 y 100 [m]; su COT varía entre (1 y 3%) y está constituida por kerógeno tipo

II y III, maduro a sobre maduro (con una reflectancia de vitrinita entre $R_o=1 - 2\%$), que lo ubica en las zonas de generación de aceite y condensado. A la fecha esta formación no se considera con potencial para la explotación de recursos no convencionales. [76]

La Formación Ojinaga (Turoniano): está constituida por lutitas negras carbonosas, tiene espesores de hasta 1,000 [m]; su contenido de COT residual varía entre ($COT=0.5 - 2.0\%$) y corresponde a un kerógeno del tipo II, maduro (con una reflectancia de vitrinita entre $R_o= 0.6 - 1\%$) ubicado en la ventana de generación de aceite; con profundidades promedio de 1.5 [Km]. Esta unidad es importante por sus fuertes espesores y condiciones de madurez, adecuadas para la generación de aceite; pero la ausencia de un sello regional suprayacente limita las posibilidades de formar yacimientos del tipo convencional. (Ilustración 5-3) [76]

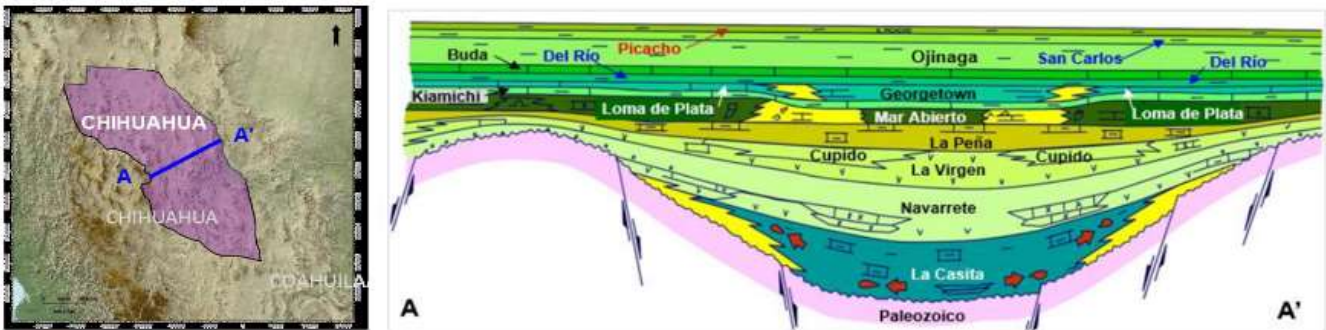


Ilustración 5-3 Sección Transversal de la Provincia de Chihuahua. [76]

5.2.2 Provincia Geológica de Sabinas-Burros-Picachos

Se localiza en la porción Noreste de México, específicamente, en la parte central del Estado de Coahuila y porción occidental del Estado de Nuevo León; ocupando un área de (42,995.8 - 51,089 [Km²]) desde el punto de vista petrolero se considera junto con la provincia geológica Burro-Picachos como una sola unidad denominada Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos. (Ilustración 5-4) [76]



Ilustración 5-4 Provincia Sabinas-Burro-Picachos [76]

Las formaciones generadoras consideradas con potencial:

Formación La Casita, (Jurásico Superior - Titoniano): está constituida por Arenisca calcareá de grano fino de cuarzo y feldespato; la riqueza orgánica varía entre (COT= 1-6%), el kerógeno es de tipo II y III, con una reflectancia de vitrinita entre (Ro=0.5-1.2%) que lo ubica en la zona de generación de aceite y gas; presenta profundidades de (2-6 Km). [76]

La Formación La Peña, (Aptiano): está compuesta por margas, lutitas y calizas arcillosas; su COT varía entre (COT= 0.2-3%) y está constituida por kerógeno tipo III, con una reflectancia de vitrinita entre (Ro=1-2 %), que lo ubica en las zonas de generación de aceite y condensado. [76]

La Formación Eagle Ford (Turiniano): constituida por lutitas y calizas arcillosas; su contenido de COT residual varía entre (COT=1-4%) y corresponde a un kerógeno del tipo II y III con una reflectancia de vitrinita entre (Ro= 0.2-1.5%) que lo ubica en la ventana de generación de aceite y gas; con profundidades de (1- 3 [Km]). (Ilustración 5-5) [76]

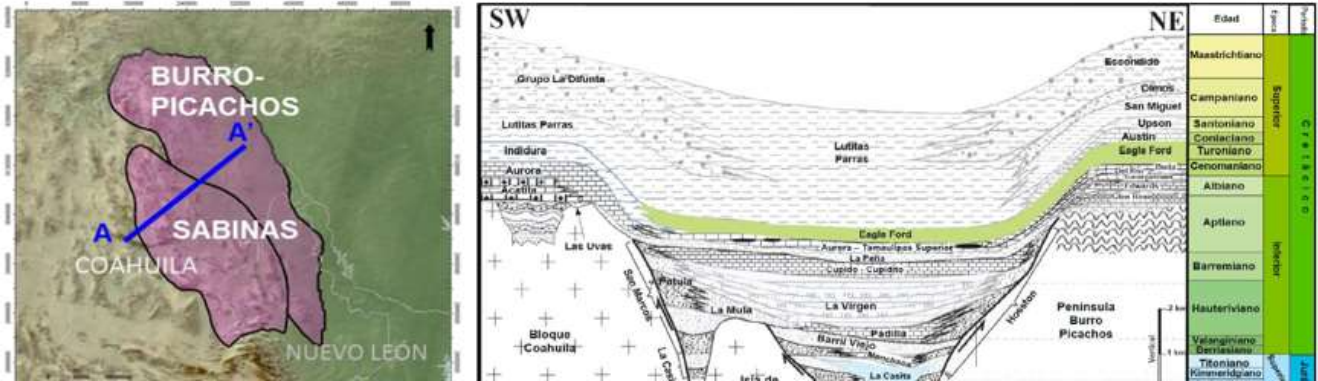


Ilustración 5-5 Sabinas-Burro-Picachos – Sección Transversal A-A' [76]

5.2.3 Provincia Geológica de Burgos

Se ubica en el Noreste de la República Mexicana entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León; se extiende costa adentro hacia la plataforma continental. Esta cuenca cubre una superficie de 73,800 km², con 650 km de largo, desde Piedras Negras en el Norte hasta la costa en el Sur. (Ilustración 5-6) [76]

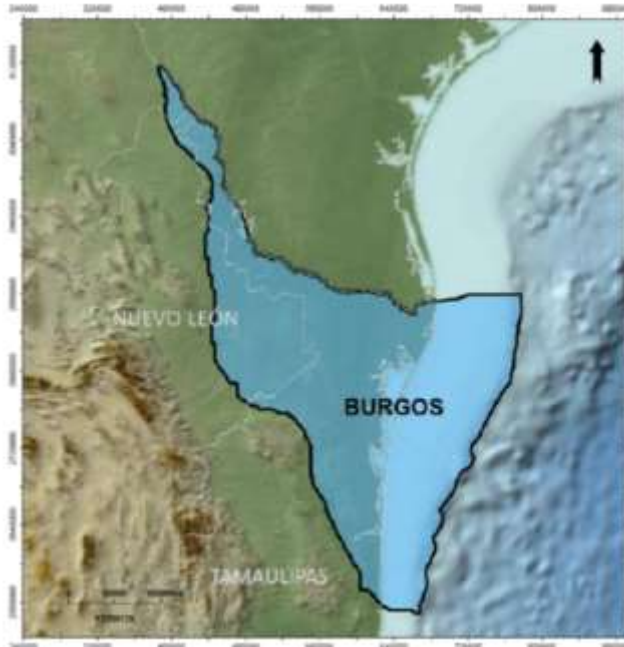


Ilustración 5-6 Provincia de Burgos. [76]

Las formaciones generadoras consideradas con potencial:

Formación Agua Nueva (Cretácico - Turoniano): está compuesta por calizas Mudstone oscuras, margas y bentonitas; la Formación Agua Nueva se encuentra en la ventana generadora de aceite y gas; con un COT de 1.0-3.0% y un kerógeno tipo II; con profundidades de (4 a 6 Km). [76]

Formación Pimienta (Jurásico-Titoniano): la Formación Pimienta está representada por una secuencia de calizas de textura fina, arcillo-bituminosas, café oscuro y negras con intercalaciones de lutita negra bituminosa con nódulos y lentes de pedernal negro; esta formación tiene un COT que varía entre (1.0-5.5%) y su tipo de kerógeno es II-III, por lo que es productora de gas húmedo y gas seco; con profundidades de (5 a 8 Km). [76]

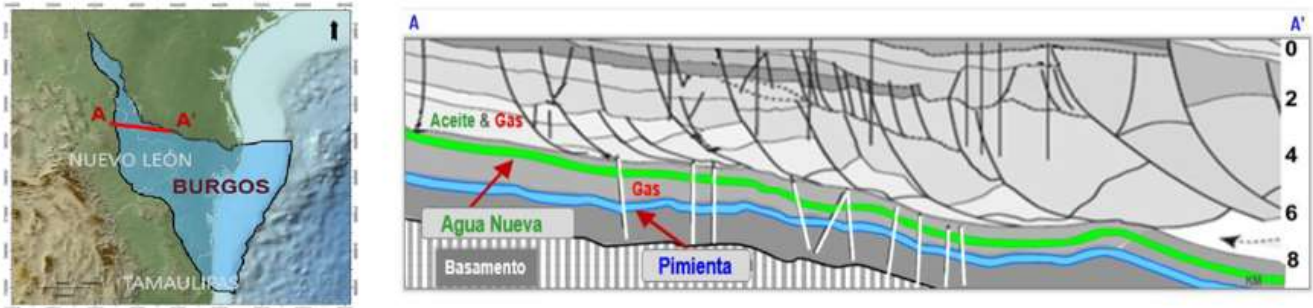


Ilustración 5-7 Sección Transversal A-A' de Burgos. [76]

5.2.4 Provincia Geológica Tampico-Misantla

Se localiza en la porción centro-oriental de México, comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo y norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata 200 [m]. Su extensión cubre una superficie de 57,170 [Km²]. (

Ilustración 5-8) [76]

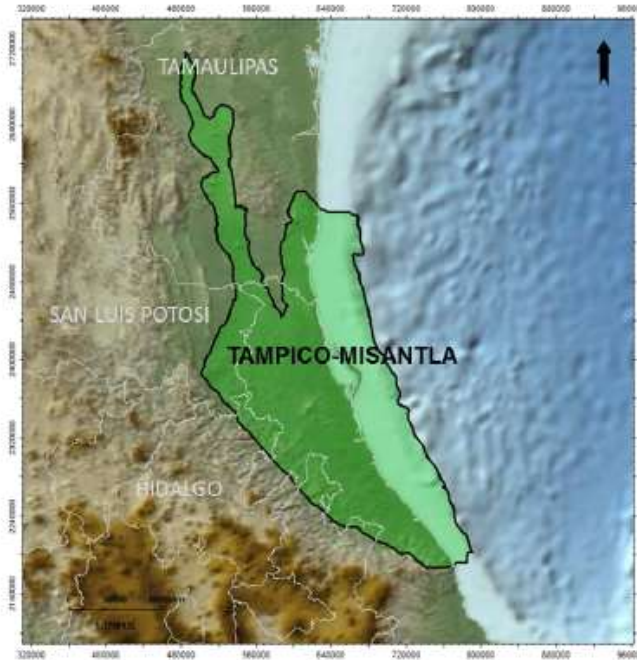


Ilustración 5-8 Provincia Tampico-Misantla. [76]

Las formaciones generadoras consideradas con potencial:

La Formación Agua Nueva (Cretácico Superior-Turoniano): con valores de carbono orgánico entre (COT=0.5-8.0%), los estudios ópticos indican que contiene predominantemente kerógeno tipo II con una ventana de gas y aceite; con profundidades de (2 a 4 Km). [76]

La Formación Pimienta (Jurásico Superior-Titoniano): con valores de carbono orgánico entre (COT=1-8.0%), los estudios ópticos indican que contiene kerógeno tipo II-III con una ventana de gas y aceite; con profundidades de (2 a 5 Km). [76]

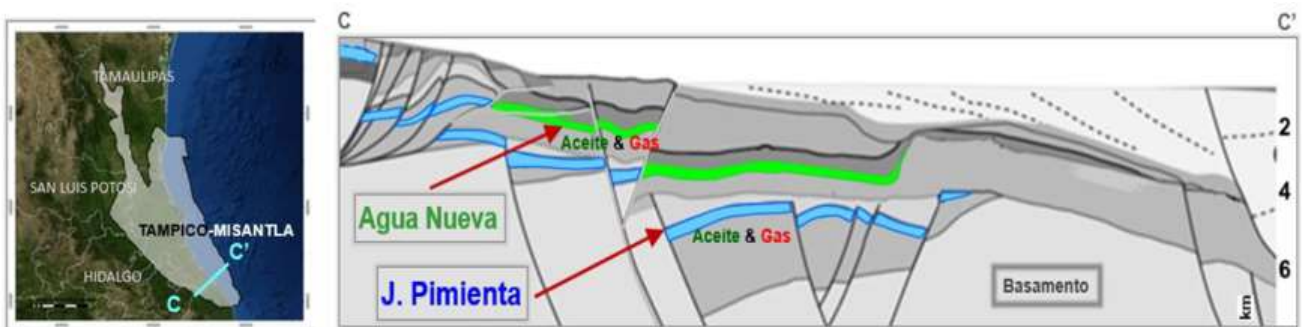


Ilustración 5-9 Sección transversal C-C' Tampico-Misantla. [76]

5.2.5 Provincia Geológica Veracruz

Se localiza al Oriente de México, comprendida principalmente en el Estado de Veracruz y extendiéndose hacia la actual plataforma continental del Golfo de México, en la región de aguas someras. Su extensión cubre una superficie aproximada de 32,820 [Km²].



Ilustración 5-10 Provincia de Veracruz. [76]

La formación generadora considerada con potencial:

La Formación Maltrata (Cretácico Superior Turoniano): la Formación Maltrata contiene un estimado de 92 [m] de caliza arcillosa rica en materia orgánica; el COT oscila entre el (0.5% y el 8%), consiste en kerógeno Tipo II, la madurez térmica para la generación de aceite tiene un Ro promedio de (0.85%) dentro de la ventana de aceite en profundidades menores a (3,350 [m]) y para la generación de gas tiene un Ro promedio del (1.4%) a una profundidad promedio inferior a (3,500 [m]). [76]



Ilustración 5-11 Sección transversal A-A' de Veracruz. [76]

5.3 Criterios de selección para el fracturamiento con CO₂.

Como se mencionó anteriormente existen diferentes parámetros que pueden definir cuando una formación es candidata a la aplicación de Fracturamiento con CO₂ supercrítico, dichos parámetros son los siguientes: litología, profundidad, contenido orgánico total (COT), tipo de hidrocarburo, disponibilidad del CO₂ cerca de las ubicaciones en donde se realizará el fracturamiento, presión y temperatura.

Estos parámetros se compararán con las características generales de los plays no convencionales de México (Tabla 5-1), esto con el fin de comprender la factibilidad de la aplicación de esta tecnología en territorios mexicanos.

Provincia	Formación geológica	Áreas y plays	Rango prospectivo [m]	Litología	COT [%]	Espesor promedio [m]	Tipo de hidrocarburo
Chihuahua	Cretácico Sup.	Ojinaga	1,000-1,500	Calizas de estratificación delgada que se intercala con lutitas	0.5-2	800 para el NW de la cuenca	Aceite
	Jurásico Sup.	La casita	2,000-2,600	Lutita, intercalada con estratos delgados de caliza arcillosa y capas delgadas de carbón.	0.5-2	80-950	Gas
Sabinas	Cretácico Sup.	Eagle ford	1,000-3,000	Mudstone a wackestone de bioclastos con intercalaciones de lutitas.	1-4	125-276	Aceite y gas
	Jurásico Sup.	La casita	2,300-5,900	Lutita carbonatada de delgada a gruesa, arenisca de cuarzo de grano grueso, caliza yesífera con nódulos de limo ferruginoso	1-6	50-422	gas
Burro-Picachos	Cretácico Sup.	Eagle ford	1,000-3,000	Mudstone a wackestone de bioclastos con intercalaciones de lutitas.	1-4	125-276	Aceite y gas

Provincia	Formación geológica	Áreas y plays	Rango prospectivo [m]	Litología	COT [%]	Espesor promedio [m]	Tipo de hidrocarburo
Burgos	Cretácico Sup.	Agua nueva	3,000-6,000	Caliza de grano fino a medio de color gris que se alternan con estratos medianos a gruesos de lutita laminar de color gris y cuenta con la presencia de lentes o láminas de pedernal negro	1-3	100-300	Aceite y gas 40° API
	Jurásico Sup.	Pimienta	4,500-7,000	Mudstone y wackestone arcilloso intercaladas con lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, son comunes lentes y nódulos de pedernal negro, así como lutitas bentónicas.	1-5.5	100-200	Gas (húmedo y seco) 40° API
Tampico Misantla	Cretácico Sup.	Agua nueva	2,000-4,000	lutita y caliza arcillosa	0.5-8	100-300	Aceite y gas 40° API
	Jurásico Sup.	Pimienta	2,729-4,900	Caliza micrítica arcillosa, alternado de lutita, capas delgadas de bentonita y lentes de pedernal	1-8	100-200	Aceite y gas 40° API
Veracruz	Cretácico Sup.	Maltrata	3,350-3,500	Mudstone y wackestone arcillosos laminados	0.5-8	50-150	Aceite ligero y gas

Tabla 5-1 Resumen de las características generales de los plays no convencionales en México. [76], [77]

5.3.1 Litología

Escoger una litología adecuada para el fracturamiento es importante ya que de esta depende el tipo de interacción que tendrá el CO₂ con los minerales de la roca, el secuestro del CO₂ y la rentabilidad del proyecto.

Como se explicó en el capítulo 3, el CO₂ puede llegar a reaccionar con los minerales de la formación disolviéndolos y precipitando nuevos minerales, esto puede llegar a causar un daño en la porosidad y permeabilidad de la formación, sin embargo, esta interacción es beneficiosa para el secuestro del CO₂ por entrapamiento iónico y entrapamiento mineral.

Los autores Gupta y Bobier mencionaron que una litología conveniente es aquella que este compuesta por arenisca sucia, dañada y con sensibilidad a los fluidos acuosos [21]; justo como en el caso de estudio del campo Fuyu, este bloque está compuesto por una arenisca compacta con un contenido de carbonato de 9 % y con contenidos de arcillas de 4.59 % siendo este campo un candidato ideal para la aplicación del CO₂ como fluido fracturante.

Considerando el secuestro del CO₂ el investigador Ruiz menciona que las litologías favorables como almacén son las rocas sedimentarias, siliciclásticas o las calcáreas. Las siliciclásticas deben presentar un alto contenido de aluminosilicatos (feldespatos, arcillas) y que sean ricas en Fe, Mg y Ca; ya que favorecen a la liberación de cationes y generan un entrapamiento mineral. En general se consideran las areniscas y las lutitas como candidatas, ya que presentan un mayor contenido de feldespatos y arcillas. Por otra parte, las formaciones calcáreas ideales para el almacenamiento y aplicación del fracturamiento con CO₂ son aquellas que presenten una porosidad secundaria (diagénesis) ayudando la disolución y precipitación de carbonatos, sin embargo, es importante considerar el pH del agua del poro ya que podemos generar una precipitación tal que pueda taponar el sistema de poros y reducir la permeabilidad.

Un ejemplo para la aplicación de lutitas se dio en el condado de Pike, los constituyentes mineralógicos de la lutita de Pike (lutita negra) son: cuarzo (10-20%), feldespato (≥10%), mica (≥10%), minerales arcillosos (≥60%), sulfuros, materia orgánica, cantidades de carbonato (≥25%) y fosfato; cabe mencionar que este campo igual presenta una sensibilidad a los fluidos por lo que lo hace ideal para la aplicación del fracturamiento con CO₂. El campo tuvo una buena interacción con el CO₂, incrementando la producción de gas más que otros métodos sin agua y no presento problemas con respecto al taponamiento de los poros por la precipitación de carbonatos.

Considerando los principales plays de las cuencas no convencionales, los que presentan una litología adecuada para una posible aplicación son:

Ojinaga: por su litología caracterizada por lutitas con intercalación de una estratificación delgada de calizas, puede ser óptima para el fracturamiento con CO₂ supercrítico, evitaríamos le hinchazón de las lutitas y por otra parte los carbonatos de las calizas ayudaran en el entrapamiento iónico y mineral del CO₂.

Eagle Ford: una formación con lutitas con intercalación de calizas de granos finos, al igual que Ojinaga puede ser un gran prospecto para emplear el fracturamiento con CO₂, considerando su

mineralogía favorable para el secuestro del CO₂, su sensibilidad al agua y sus reservas petroleras.

Agua nueva: su litología compuesta por lutitas con intercalación de calizas de grano fino a medio con lentes de pedernal, la hace una formación atractiva para utilizar el fracturamiento con CO₂.

Pimienta: esta formación es una candidata ideal ya que su litología presenta lutitas bentónicas (sensible al agua) con intercalación de calizas de granos finos y nódulos de pedernal; al emplear la tecnología de fracturamiento con CO₂ se evitará cualquier daño que se pueda presentar con un fluido acoso y también es favorable para ser una formación almacén de CO₂.

5.3.2 Profundidad

La tecnología de fracturamiento con CO₂ supercrítico no presenta limitaciones de profundidad para su aplicación, sin embargo, hay que considerar dos fenómenos que pueden influir en el desempeño de la estimulación y captura del CO₂. El primero es el efecto que tiene el estrés térmico en la creación de fracturas secundarias, y el segundo es el fenómeno de flotabilidad el CO₂ en el agua de formación.

La investigación de Xiaojiang (2018) menciona que el estrés térmico (Ecuación 3) depende de parámetros como: el módulo de Young (E) y la relación de Poisson(ν) y la diferencia de temperatura, con lo que entre más profunda esta la formación esta es más adecuada para el fracturamiento con CO₂ ya que se aprovecha el fenómeno de el estrés térmico [50]. Por otra parte, la profundidad adecuada para una formación almacén de CO₂ dependerá del gradiente geotérmico, lo que se busca es maximizar la densidad del CO₂, con lo cual para formaciones con bajos gradientes geotérmicos se recomienda que se encuentren entre los (800-100 [m]) y para formaciones “calientes” con un gradiente geotérmico (≥ 50 [°C/Km]) es recomendable profundidades superiores a los 1,500 [m], lo que se busca es que el CO₂ se encuentre en estado supercrítico o que este tenga la máxima densidad posible para evitar el fenómeno de flotación y evitar que ascienda a la superficie.

Para el caso de Fuyu los pozos en este bloque tiene profundidades que van desde los (2,214.6 a 3,345 [m]), con lo que se garantiza que el CO₂ se mantendrá en estado supercrítico evitando que ascienda y escape a la superficie, además de que al estar a unas profundidades superiores a los 1,500 [m] se aprovechará el fenómeno de estrés térmico, contribuyendo en la generación de fracturas secundarias.

Para el caso del condado de Pike, los pozos Fracturados con CO₂ presentaron profundidades de (1,005-1,188 [m]), durante el tratamiento el CO₂ se mantiene en estado supercrítico manteniendo una buena densidad, sin embargo, el CO₂ pasara a estado gaseoso ya que es una formación fría y somera con lo que puede llegar a presentar problemas de flotabilidad. Por otra parte, al no ser una formación profunda no se aprovechará el estrés térmico para la generación de fracturas secundarias, no obstante, esta es una formación fracturada naturalmente y como se mencionó en capítulos anteriores el CO₂ puede penetrar en la

formación con facilidad y conectar las fracturas naturales con las fracturas generadas por la estimulación.

Teniendo en cuenta estos parámetros los plays no convencionales idóneos para realizar el fracturamiento con CO₂ supercrítico son:

La casita: para la provincia de Chihuahua el rango prospectivo de este play es de 2,000-2,600 [m] y para a la provincia de Sabinas es de 2,300-5,900 [m]; con lo cual se espera que se aproveche el estrés térmico para la generación de fracturas secundarias, que el CO₂ se mantenga en estado supercrítico y que la formación sea una gran candidata para el secuestro del CO₂.

Eagle Ford: para las provincias de Sabinas-Burro-Picachos los rangos prospectivos de este play son de 1,000-3,000 [m]; esta formación puede ser una gran candidata en profundidades superiores a los 2,000 [m], ya que se puede aprovechar el choque térmico y puede entrapar el CO₂ supercrítico.

Agua nueva: para la provincia de Burgos el rango prospectivo de este play es de 3,000-6,000 [m] y para Tampico Misantla el rango prospectivo es de 2000-4000 [m]. La formación presenta una profundidad adecuada para aplicar los trabajos de fracturamiento con CO₂ supercrítico.

Pimienta: para la provincia de Burgos el rango prospectivo es de 2,779-7,000 [m], esta formación presenta una gran profundidad lo que la hace una candidata ideal para aplicar el Fracturamiento con CO₂, ya que se aprovecharan todos los beneficios técnicos de esta tecnología.

Maltrata: para la provincia de Veracruz el rango prospectivo es de 3,350-3,500 [m], esta formación al igual que la formación pimienta presenta profundidades adecuadas para la aplicación de la tecnología de fracturamiento con CO₂.

5.3.3 Contenido orgánico total (COT)

El contenido orgánico total es un parámetro importante para la selección de una formación que puede ser utilizada como un almacén geológico de CO₂, como mencionó Rogala (2014) entre mayor es el COT mayor será la adsorción del CO₂, esto también puede ser beneficioso en el incremento de la producción de gas, ya que la adsorción de CO₂ genera un proceso de desorción del Metano (CH₄) de la formación.

Los plays no convencionales con un mayor valor de COT en México son:

La casita: en la provincia de Chihuahua presenta valores de COT de (0.5-2 %), para la provincia de Sabinas presenta valores de COT de (1-6%). La casita al ser un play productor de gas es una gran candidata, ya que el CO₂ se adsorberá en la materia orgánica y se liberará el gas Metano (CH₄) por el proceso de desorción aumentando la producción.

Eagle Ford: para las provincias de Sabinas-Burro-Picachos el play de Eagle Ford presenta valores de COT de (1-4%), es una de los plays más importantes en Estados Unidos y en México, su porcentaje de COT la hace un yacimiento no convencional exitoso.

Agua nueva: en la provincia de burgos el play presenta un COT (1-3%) y para la provincia de Tampico Misantla se presenta un COT de (0.5-8%). Este play presenta sus valores más altos de COT en la provincia de Tampico Misantla y al ser una formación que produce aceite ligero y gas; por lo que es un gran prospecto para el entrampamiento del CO₂ en la materia orgánica.

Pimienta: en la provincia de burgos el play presenta un COT (1-5.5%) y para la provincia de Tampico Misantla se presenta un COT de (1-8%); pimienta es una con los valores más altos de COT por lo que será ideal para el proceso de adsorción del CO₂.

Maltrata: en la provincia de Veracruz el play presenta un COT (0.5-8%), al igual que pimienta presenta uno de los valores más altos de COT, sin embargo, se tendrá que considerar las reacciones que tendrá el CO₂ con los carbonatos de la formación.

5.3.4 Presión y Temperatura

La presión y temperatura de los campos son características importantes para la posible selección en el que se aplicara el fracturamiento con CO₂, estos parámetros influyen en las propiedades de viscosidad del CO₂, densidad del CO₂, la solubilidad del CO₂ en el aceite, la captura del CO₂ en la materia orgánica, en la generación de fracturas y en la colocación del apuntalante.

Como menciona Gupta y Bobier (1998) un buen campo para aplicar el fracturamiento con CO₂ supercrítico son aquellos que se encuentren en condiciones bajo saturados para el caso de campos de aceite y gas/condensado. De igual manera se busca que las condiciones de presión y temperatura del yacimiento mantengan en estado supercrítico al CO₂ ($T_c=31$ [°C], $P_c=1,070$ [psi]) con el fin de que este tenga una densidad y viscosidad óptimas para el transporte y colocación del apuntalante. Otro factor para considerar es el choque térmico, para aprovechar este fenómeno se busca que los plays sean profundos y con altas temperaturas.

5.3.5 Tipo de hidrocarburo

Como se mencionó en el capítulo 3, la interacción del CO₂ con los hidrocarburos tiene una gran importancia en la posible aplicación de esta tecnología de fracturamiento, estas interacciones están relacionadas con las propiedades de los hidrocarburos como: gravedad específica, pH, contenido de parafinas y punto de burbuja.

La aplicación del fracturamiento con CO₂ supercrítico en campos de aceite pesado puede ser beneficioso por los efectos que tiene la interacción del CO₂ con el aceite como: una disminución de viscosidad y un hinchamiento que obligara a migrar el aceite de la matriz a la fractura. Por otra parte, también hay que considerar que el CO₂ puede alterar el pH del aceite provocando una precipitación de asfáltenos que bloquearan el sistema de poros dañando la formación, por lo que es necesario realizar estudios previos para conocer a detalle el comportamiento del aceite de la formación en presencia del CO₂.

Para campos de gas/condensado y aceite volátil, el principal beneficio que trae la aplicación del fracturamiento con CO₂ supercrítico es la vaporización de los componentes livianos del aceite, transportando los hidrocarburos por advección, difusión y procesos capilares. Al igual que para

los campos de aceite pesado es necesario realizar estudios previos para conocer el comportamiento del aceite cuando interactúa con el CO₂.

Los campos recomendables para el uso de esta tecnología son los campos de gas seco, ya que se aumenta la producción del campo por el proceso de adsorción del CO₂ en la formación y el proceso de desorción del metano (CH₄). Por otra parte, no es necesario preocuparse por la precipitación de asfáltenos o componentes pesados que pudieran dañar el sistema de poros ya que en este tipo de campos no ocurren tales fenómenos.

Los plays con los tipos de hidrocarburos adecuados para el fracturamiento con CO₂ son:

La casita: esta formación productora de gas puede llegar a ser un gran prospecto para utilizar la tecnología de fracturamiento con CO₂, se evitará cualquier precipitación de asfáltenos, se incrementará la producción de gas por los efectos de adsorción del CO₂ y desorción del metano (CH₄).

Eagle Ford: esta formación es productora de gas y aceite ligero, por lo que al aplicar la tecnología de fracturamiento con CO₂ se podrían presentar fenómenos como le hinchamiento y evaporización de los componentes medianos a ligeros de los hidrocarburos, aumentando la producción.

Agua nueva: esta formación al igual que Eagle Ford es productora de gas y aceite ligero, por lo que la aplicación del CO₂ como fluido fracturante puede ser beneficioso para el aumento de la producción.

Pimienta: este play es productor de aceite ligero, gas húmedo y seco. Pimienta es de las mejores candidatas para utilizar el CO₂ como fluido fracturante, sin embargo, al ser productor de aceite se deberá hacer un estudio de precipitación de asfáltenos y evitar dañar el yacimiento.

5.3.6 Plays con disponibilidad del CO₂

Contar con una fuente cercana que pueda suministrar el CO₂ para los trabajos de fracturamiento es importante, para reducir costos de transporte y almacenamiento de este. China utiliza tecnologías de captura en plantas eléctricas de carbón para obtener un flujo de CO₂, esta abundancia de CO₂ genera que el gobierno de China de incentivos económicos para la utilización de este gas de manera industrial, por esta razón este gas es utilizado en la industria petrolera China desde 1997.

México ha estudiado la posible aplicación de las tecnologías de captura de CO₂ para la utilización en la industria petrolera, su uso depende de un análisis de costos de transporte, costos de captura, fuentes industriales de CO₂, etc. [78] Sin embargo, los proyectos piloto que más destacan son:

- **Complejo petroquímico Cosoleacaque (planta de amoniaco) - campo brillante**
Este proyecto se ubica en Minatitlán, Veracruz (Ilustración 5-13-A). El proyecto piloto consiste en la captura de CO₂ de alta calidad (97% de pureza) para la utilización de proyectos EOR y almacenamiento geológico en el campo brillante. Los costos de adquisición del CO₂ se estiman en 0.5 [USD/Mscf] y con la meta de capturar 533

[MTn/año], el gas es transportado a baja presión en pipas hasta el campo Brillante, un yacimiento bajo saturado de areniscas, a una profundidad de 2,100 [m] con producción de aceite ligero.

- **Central de Ciclo Combinado Poza Rica**

Es un proyecto piloto de Captura de CO₂ a partir de los gases de combustión de la Central Ciclo Combinado (CCC) Poza Rica propiedad de la CFE (Comisión Federal de Electricidad), la cual se ubica en el municipio de Tihuatlán, estado de Veracruz (Ilustración 5-13-B). El proyecto utiliza tecnología de post-combustión separando el CO₂ con disolventes (Ilustración 5-12). La planta piloto será de una capacidad de 2.4 [MW] esperando una recuperación de gases de 18 toneladas de CO₂ por día al 85 % de pureza. [79]

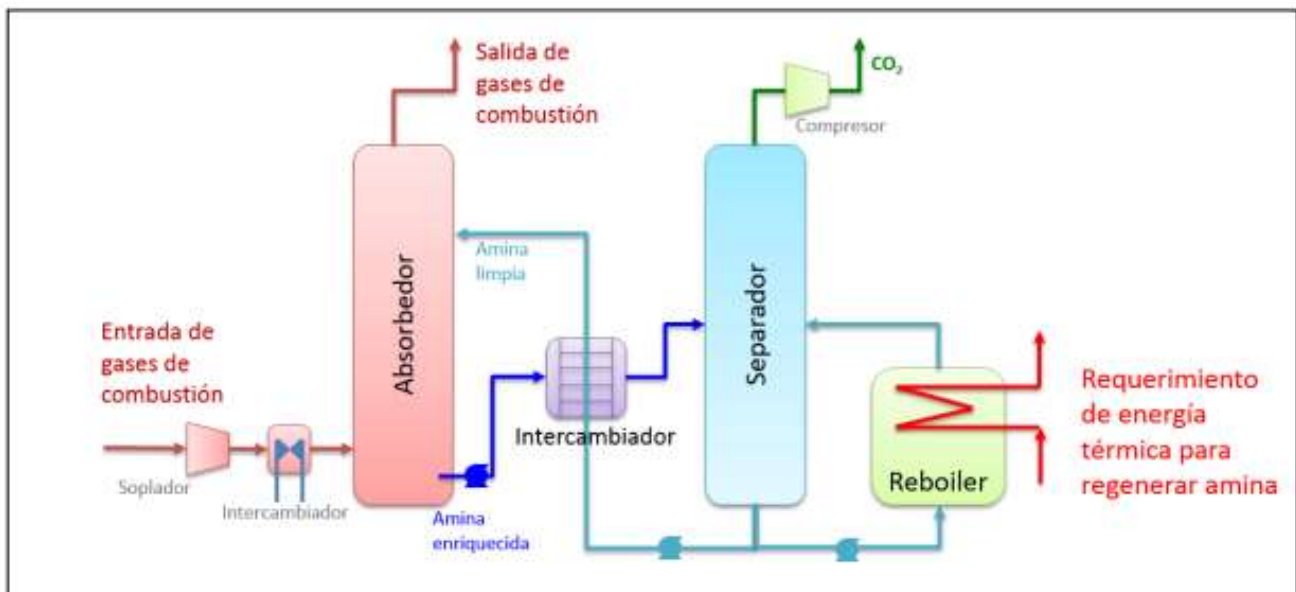


Ilustración 5-12 Esquema general de la planta piloto. [79]



Ilustración 5-13 Ubicación del Complejo petroquímico Cosoleacaque (planta de amoniaco) - campo brillante y de la Central de Ciclo Combinado Poza Rica (Mapa de Ruta Tecnológica CCUS)

Considerando la cercanía de estos proyectos piloto de captura con las provincias petroleras no convencionales, los plays con disponibilidad de CO₂ son:

Maltrata: este play ubicado en la provincia de Veracruz, podría tener abastecimiento del CO₂ del proyecto piloto del Complejo petroquímico Cosoleacaque, la cercanía reduciría costos de transporte y el CO₂ cuenta con una pureza de un 97%.

Pimienta y Agua nueva: ubicadas en la provincia de Tamiaco Misantla, este play podría abastecerse del CO₂ del proyecto piloto de la Central de Ciclo Combinado Poza Rica, el CO₂ contaría con un 85% de pureza y la cercanía con este plays reduciría los costos de transporte por pipas.

6. Conclusiones y recomendaciones

El Fracturamiento con CO₂ supercrítico es un proceso que ha demostrado ser factible técnicamente en países como: China, Canadá y Estados Unidos. Los resultados de los estudios de laboratorio y la aplicación en campo demostraron que:

- El fracturamiento con CO₂ resulto superior a las tecnologías que emplean nitrógeno (Condado de Pike), en cuanto al incremento de producción.
- La técnica de fracturamiento con CO₂ puede ser aplicable tanto en campos de gas (caso de estudio Pike) o en campos de aceite (caso de estudio Fuyu)
- La interacción con los fluidos y minerales de la formación juega un papel importante en cuanto a la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento.
- Esta técnica puede emplearse tanto para formaciones someras y profundas, sin embargo, habrá que considerar los efectos de flotabilidad del CO₂ en el agua de formación y las limitaciones técnicas.
- Al ser una técnica de fracturamiento que no utiliza agua, es una gran alternativa para su aplicación en zonas con un alto estrés hídrico, evitando problemas por el uso de los recursos hídricos en esta industria.
- Un porcentaje del volumen del CO₂ quedará atrapado en la formación, por lo tanto, el fracturamiento con CO₂ es catalogado como una tecnología de Captura, Almacenamiento y Uso del Carbono (CCUS).
- Ya se cuenta con los equipos, especificaciones y metodología para realizar los procedimientos de fracturamiento con CO₂ supercrítico.

México cuenta con campos no convencionales con condiciones para realizar el Fracturamiento con CO₂ supercrítico, especialmente en los plays de Pimienta, Agua nueva, Eagle Ford y La casita. Estos plays cuentan con la litología, profundidad, tipo de hidrocarburos, adecuados para emplear la tecnología de Fracturamiento con CO₂ supercrítico. Estos plays presentan una litología de lutitas sensibles al agua y con contenido de carbonatos, por lo que este fluido no dañara la formación y facilitara el atrapamiento iónico y mineral del CO₂.

Los plays de Pimienta, Agua nueva, Eagle Ford y la casita son productores de gas y aceite ligero, por lo que el CO₂ tendrá una interacción positiva para el incremento de la producción del pozo, como lo puede ser: los procesos de desorción del metano (CH₄), adsorción del CO₂, los procesos de hinchamiento del aceite y evaporización de componentes livianos. Al presentar profundidades superiores a los 2,000 [m] se garantiza que el CO₂ se mantenga en estado supercrítico en el pozo, evitando problemas de flotabilidad del CO₂ en el agua de formación, los procesos de arrastre y colocación de apuntalante serán más eficientes y se aprovecharán los efectos de choque térmico para el proceso de creación de fracturas secundarias y la red de fracturas.

Debido a la lejanía de las provincias de Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos y Burgos con los proyectos piloto de captura de CO₂, la provincia en la que es factible técnicamente la aplicación del fracturamiento con CO₂ supercrítico es la de Tampico Misantla, a pesar de que las

profundidades prospectivas sean superiores a los 3,000 [m], se ha demostrado que se han realizado fracturamiento en las formaciones de Canadá con profundidades de 3,226 [m]. [21]

Al utilizar esta técnica se le daría un uso industrial al CO₂ capturado por los proyectos piloto de (CCUS) en México, aprovechando la cercanía de estas fuentes con los campos en donde se podría realizar el fracturamiento. Además, se contribuiría en la meta de reducción de gases de efecto invernadero, ya que este gas no estaría en la biósfera, sino que estaría almacenado en estas formaciones no convencionales.

México ya cuenta con una regulación en cuanto a los procesos de fracturamiento, captura y transporte del CO₂, regidos por SENER, SEMARNAT, ASEA y CNH, por lo que el marco regulatorio no sería un problema en la aplicación de esta tecnología.

Otro punto para considerar es que México cuenta con la experiencia en el manejo y uso del CO₂ en proyectos de EOR y almacenamiento, con lo cual no es algo nuevo para la industria petrolera mexicana.

6.1 Recomendaciones

- Es importante considerar los posibles riesgos que conllevan las tecnologías de (CCUS) tanto ambientales como sociales. (fugas del gas de efecto invernadero, daño a acuíferos, daño al ecosistema).
- Dar seguimiento a los proyectos de Captura de CO₂ en plantas eléctricas, petroquímicas, o alguna otra fuente de Emisión de CO₂. (instalar equipo para la captura del CO₂).
- El uso de esta técnica en las provincias de Sabinas-Burros-Picachos, burgos y Chihuahua, dependerá del coste del transporte del CO₂ ya sea por pipas o ductos.
- Se recomienda capacitar al personal para que tenga los conocimientos técnicos para la aplicación de esta tecnología.
- Incentivar el desarrollo de esta tecnología, enfocándose en las áreas de oportunidad, como lo es, la pobre capacidad para arrastrar y colocar el apuntalante.
- Será necesario hacer una evaluación sobre la construcción de una red de ductos para el transporte del CO₂, de las fuentes de captura a los campos en donde se realizará el Fracturamiento.
- Antes de realizar las operaciones de fracturamiento con CO₂ supercrítico es importante realizar estudios de laboratorio (Comportamiento PVT-composicional de mezclas de los fluidos del yacimiento con CO₂, Presión mínima de miscibilidad, Depositación de asfáltenos, Hinchamiento del aceite con CO₂, reducción de la viscosidad por la disolución, etc.) con el fin de conocer la interacción del CO₂ con los minerales de la formación y sus fluidos.

Referencias

- [1] Schlumberger, "Oilfield Glossary," Schlumberger, 2021. [Online]. Available: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/f/frac_fluid. [Accessed 08 mayo 2021].
- [2] C. De la Cerda, "Fractura Hidráulica: Actualidad de la Explotación de Hidrocarburos en México," SENER, 17 Octubre 2017. [Online]. Available: https://www.senado.gob.mx/comisiones/cambio_climatico/reu/docs/presentacion_231017-7.pdf. [Accessed 29 Agosto 2021].
- [3] M. J. Economides and K. G. Nolte, Reservoir Stimulation, Chichester, England: Wiley, 2000.
- [4] C. L. GARCÍA, "MANEJO DE AGUA EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS," CIUDAD DE MÉXICO, 2014.
- [5] M. Madrid, "Portal del petroleo," 26 mayo 2019. [Online]. Available: <https://www.portaldelpetroleo.com/2019/05/equipamiento-para-ejecucion-de-fractura.html>. [Accessed 10 julio 2021].
- [6] M. B. Smith and C. Montgomery, HYDRAULIC FRACTURING, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.
- [7] The Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), "FAO," [Online]. Available: <https://www.fao.org/sustainable-development-goals/indicators/642/en/>. [Accessed 15 Abril 2022].
- [8] P.REIG and e. al., "Global Shale Gas Development: Water Availability & Business Risks," WORLD RESOURCES INSTITUTE, 2 de septiembre del 2014.
- [9] Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Propuesta de plan quinquenal de licitaciones de áreas contractuales 2015 – 2019," Ciudad de México, 2015.
- [10] R. Oropeza and F. Leal, Artists, *Consumo hídrico en los procesos de fracturamiento hidráulico y sus implicaciones en el desarrollo de plays de shale gas/oil*. [Art]. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), 2018.
- [11] PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, "Alianza mexicana contra el fracking," 5 Noviembre 2020. [Online]. Available: <https://www.dropbox.com/s/y6ccm7lg79mtnu5/Pemex%20-%201857500073120.pdf?dl=0>. [Accessed 13 Febrero 2022].

- [12] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), "CNH," septiembre 2021. [Online]. Available: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/4692/actividad-petrolera-en-plays-no-convencionales.pdf>. [Accessed 13 Febrero 2022].
- [13] A. Solís, "México, entre los 10 países con más gas y petróleo shale del mundo," *México forbes*, 2018.
- [14] SENER, "PLAN QUINQUENAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2015-2019," 2019.
- [15] CNH, "Comisión Nacional de Hidrocarburos," Gobierno de México., [Online]. Available: <https://www.gob.mx/cnh/es/#533>. [Accessed 11 Septiembre 2021].
- [16] COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS, "LINEAMIENTOS de Perforación de Pozos," 28 noviembre 2017. [Online]. Available: https://cnh.gob.mx/media/2553/compilada_lineamientos-de-perforaci%C3%B3n-de-pozos-versi%C3%B3n.pdf. [Accessed 25 septiembre 25].
- [17] SENER, "Secretaría de Energía," Gobierno de México, [Online]. Available: <https://www.gob.mx/sener/articulos/funciones-de-la-secretaria-de-energia-en-materia-de-exploracion-y-exploracion-de-hidrocarburos>. [Accessed 2021 septiembre 11].
- [18] SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE & RECURSOS NATURALES,, "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad," Gobierno de México, 16 marzo 2017. [Online]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200641/2017_03_16_MAT_semarnat_L_Yacimientos_No_Convencionales_en_Tierra.pdf. [Accessed 13 Septiembre 2021].
- [19] CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN, "LEY DE LA AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL," Mexico, 20-mayo-2021.
- [20] C. T. Montgomery and M. B. Smith, "Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology," *JPT*, vol. 62, no. 12, pp. 26-40, 2010.
- [21] D. V. S. Gupta and D. M. Bobier, "The History and Success of Liquid CO₂ and CO₂/N₂ Fracturing System," in *The SPE Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 1998.
- [22] J. R. McLean and P. Davenport, "CSPG Lexicon of Canadian Stratigraphy," 23 Noviembre 2010. [Online]. Available: <https://weblex.canada.ca/html/001000/GSCC00053001144.html>. [Accessed 02 Octubre 2021].

- [23] C. Montgomery, "Fracturing Fluids," in *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, Brisbane, Australia, May 2013.
- [24] L. Gandossi, "State of the art report on waterless stimulation techniques for shale formations.," Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2016.
- [25] S. A. Faroughi and e. al., "The rheological behavior of energized fluids and foams with application to hydraulic fracturing: Review.," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 163, pp. 243-263, 2018.
- [26] A. J. Blanco and J. Vivas, "Fracturas con espumas: Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas," *Petrotecnia*, no. 2, pp. 56-70, 2015.
- [27] A. Majed and e. al., "Recent Advances in Waterless Fracturing Fluids: A Review," in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2020.
- [28] R. Lestz and e. al., "Liquid Petroleum Gas Fracturing Fluids," *J Can Pet Technol*, vol. 46, no. 12, 2007.
- [29] X. Hou and e. al., "Waterless fracturing fluid with low carbon hydrocarbon as base fluid for unconventional reservoirs," *PETROL. EXPLOR. DEVELOP*, vol. 40, no. 5, p. 646–650, 2013.
- [30] A. Rogala and e. al., "NON-AQUEOUS FRACTURING TECHNOLOGIES," *Fizykochemiczne Problemy Mineralurgii - Physicochemical Problems of Mineral Processing*, vol. 49, pp. 313-322, 2012.
- [31] J. Bai and e. al., "Study on the Wellbore Flow for Carbon Dioxide Fracturing.," *Applied Sciences*, vol. 9, no. 9, pp. 2-15, 2019.
- [32] M. R. Mojid and e. al., "A state – of – art review on waterless gas shale fracturing technologies," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 196, 2021.
- [33] J. G. SPEIGHT, *HANDBOOK OF HYDRAULIC FRACTURING*, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- [34] N. Gaurina-Medimurec and e. al., "Fracturing Fluids and Their Application in the Republic of Croatia," *Applied Sincres*, vol. 11, no. 6, pp. 1-33, 2021.
- [35] B. Liu and e. al., "Preparation and Performance of Supercritical Carbon Dioxide Thickener," *MDPI*, vol. 13, no. 1, 2020.
- [36] S. Zhenyun and e. al., "An experimental study on the CO₂/sand dry-frac process," *Natural Gas Industry B*, vol. 1, no. 2, pp. 192-196, 2014.

- [37] F. P. Victoria, "Arenas más allá del acatamiento a las normas," *Petrotecnia*, pp. 66-81, 2014.
- [38] H. Belyadi and e. al., *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs, Theories, Operations, and Economic Analysis*, Segunda ed., Gulf Professional Publishing, 2019, pp. 71-95.
- [39] V. P. P. Campos and e. al., "Hydraulic fracturing proppants," *Cerâmica*, vol. 64, no. 370, pp. 219-229, 2018.
- [40] J. Wan, "Report on Developing a US-China Joint Project on CO₂-Based Fracturing Techniques," Lawrence Berkeley National Laboratory., 2017.
- [41] M. Siwei and e. al, "Risk Management and Control for CO₂ Waterless Fracturing.," in *the Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, November 2020.
- [42] M. Asadi and e. al., "Water-Free Fracturing: A Case History.," in *SPE/CSUR Unconventional Resources*, Calgary, Alberta, Canada, octubre 2015.
- [43] Z. Lichen and e. al., "Development and Application of Key Equipment of CO₂ Waterless Fracturing," in *Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Brisbane, Australia, October 2018.
- [44] Y. Qinghai and e. al., "Design, Optimization and Application of the Closed Blender for CO₂ Waterless Fracturing.," in *the International Petroleum Technology Conference*, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020.
- [45] Jereh, "Jereh global," [Online]. Available: <https://www.jereh-pe.com/en/products/fracsprad/fracturing-unit>. [Accessed 22 diciembre 2021].
- [46] Atlas Copco, "atlascopco.com," 30 julio 2020. [Online]. Available: <https://www.atlascopco.com/es-mx/construction-equipment/products/portable-specialty-equipment/high-pressure-booster-compressor>. [Accessed 19 junio 2021].
- [47] L. Nianyin and e. al., "Fracturing technology with carbon dioxide: A review," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 205, 2021.
- [48] H. WANG and e. al., "Key problems and solutions in supercritical CO₂ fracturing," *Front. Energy*, vol. 13, no. 15, pp. 667-672, 2019.
- [49] W. Haizhu and e. al., "Estado de la investigación y perspectivas de la tecnología de fracturación por CO₂ supercrítico," *Acta Petrolei Sinica*, vol. 41, no. 1, pp. 116-126, 2020.
- [50] L. Xiaojiang and e. al., "Thermal Effects of Liquid/Supercritical Carbon Dioxide Arising From Fluid Expansion in Fracturing.," *SPE Journal*, vol. 23, no. 6, p. 2026–2040, 2018.

- [51] D. Zhou and e. al., "Experimental investigation on fracture propagation modes in supercritical carbon dioxide fracturing using acoustic emission monitoring," *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, vol. 10, pp. 111-119, 2018.
- [52] Y. Zheng and et al, "CFD-DEM simulation of proppant transport by supercritical CO₂ in a vertical planar fracture," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 84, 2020.
- [53] W. Haizhu and e. al., "Numerical study of supercritical CO₂ and proppant transport in different geometrical fractures: Original Research Article: Numerical study of supercritical CO₂ and proppant transport in different geometrical fractures," *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2018.
- [54] C. Bartolomé and e. al., Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la industria del cemento., Madrid, España: Agrupación de fabricantes de cemento de España, 2011.
- [55] E. P. Robertson, "Analysis of CO₂ Separation from Flue Gas, Pipeline Transportation, and Sequestration in Coal," Idaho National Laboratory, septiembre 2007.
- [56] R. Maldonado and e. al., "Selección y diseño de un esquema de separación CH₄-CO₂ de una corriente de biogás," *Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela*, vol. 29, no. 1, 2014.
- [57] M.Serrato and C. Gustaco, Desarrollo de membranas cerámico-carbonato densas para la separación selectiva de CO₂, Ciudad de México, 2016.
- [58] I. Martínez and e. al., "Procesos de captura de CO₂ mediante los ciclos de carbonatacióncalcinación de CaO," *Grupo Español Carbón*, no. 35, pp. 17-20, 2015.
- [59] ENAGAS, "Transporte de CO₂ por tubería," Barcelona, 22 de junio 2010.
- [60] J. Sepúlveda and J. Losada, "Evaluación de las propiedades petrofísicas debido a la interacción entre el CO₂- fluidos y la roca del yacimiento," *Revista Ingeniería y Región*, vol. 12, pp. 69-78, 2014.
- [61] M. Alayon, "ASFALTENOS," MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA PPGEA-FONACIT, Mérida-Venezuela, 2004.
- [62] M. K. Emera, "MODELLING OF CO₂ AND GREEN-HOUSE," Adelaide, Australia , 2006.
- [63] S. Hussain and e. al., "Numerical Mechanistic Study of In-Situ CO₂ EOR – Kinetics and Recovery," in *the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai, Septiembre 2021.

- [64] J. Odiachi and e. al., "Experimental Study of Hydrocarbon Vaporization for EOR Applications.," in *the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, Houston, Texas, 2021.
- [65] B. T. Hoffman and D. Reichhardt, "Quantitative Evaluation of Recovery Mechanisms for Huff-n-puff Gas Injection in Unconventional Reservoirs," in *the Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, Colorado, 2019.
- [66] P. Mandalaparty and e. al., "Gas-Compositional Effects on Mineralogical Reactions in Carbon Dioxide Sequestration.," *SPE Journal*, vol. 16, no. 4, p. 949–958, 2011.
- [67] G. Moridis, "Literature Review and Analysis of Waterless Fracturing Methods:. Lawrence Berkeley National Laboratory.," 2017. [Online]. Available: <https://escholarship.org/uc/item/5611h1cm>. [Accessed 19 junio 2021].
- [68] M. Ruiz and e. al., "Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos.," in *Congreso Nacional del Medio Ambiente, Cumbre del desarrollo sostenible*, MADRID, ESPAÑA., 2007.
- [69] B. Metz and e. al., "IPCC Special Report on," Cambridge University Press, New York, 2015.
- [70] A. Rogala and e. al., "CARBON DIOXIDE SEQUESTRATION DURING SHALE GAS RECOVERY," *Physicochemical Problems of Mineral Processing*, vol. 50, no. 2, pp. 681-692, 2014.
- [71] W. Feng and e. al., "Application of Liquid CO₂ Fracturing in Tight Oil Reservoir," in *SPE Asia Pacific Oil & Gas*, Australia,, 2016.
- [72] C. Jia and e. al., "Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China," *Shiyou Xuebao/Acta Petrolei Sinica*, vol. 33, no. 3, pp. 343-350, 2012.
- [73] R. L. MAZZA, "Petroleum Consulting Services Production Verification Tests, Project Number DE-AC21-90MC26025," Petroleum Consulting Services Canton, Ohio, 2003.
- [74] A. B. Yost and e. al, "Analysis of Production Response to CO₂/Sand Fracturing: A Case Study," in *The SPE Eastern Regional Meeting, Charleston*, West Virginia, 1994.
- [75] B. C. Nuttall, "ANALYSIS OF DEVONIAN BLACK SHALES IN KENTUCKY FOR POTENTIAL CARBON DIOXIDE SEQUESTRATION AND ENHANCED NATURAL GAS PRODUCTION," Servicio geológico de Kentucky, Kentucky, 11 de febrero de 2003.

- [76] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), "ATLAS GEOLÓGICO RECURSOS NO CONVENCIONALES (LUTITA GAS/ACEITE)," Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, Col. Nonoalco, Del. Benito Juárez, CDMX.
- [77] Servicio Geológico Mexicano (SGM), "Léxico Estratigráfico de México," [Online]. Available: https://www.sgm.gob.mx/Lexico_Es/. [Accessed 13 Febrero 2022].
- [78] A. SÁNCHEZ and L. ANAHÍ, Artists, *Factibilidad de la captura y almacenamiento de CO2 en campos de hidrocarburos en México*. [Art]. Universidad Nacional Autónoma de México, 2018.
- [79] Comisión Federal de Electricidad, "Evaluación de impactos ambientales y sociales proyecto piloto de captura de CO2 CCC poza rica, veracruz.," San Rafael Tlalnepantla de Baz, Edo. De México, 2018.